Kompendium wiedzy

o elektrowniach wiatrowych, słonecznych i węglowych

(dedykowane Panom Posłom z Konfederacji)

***

Opracowanie w którym przedstawiam całą prawdę, na temat likwidacji przez polski rząd polskiego górnictwa i energetyki węglowej, likwidacji prowadzonej pod jakże nośnym i jakże fałszywym hasłem o pięknej, komunistycznej nazwie: „Zielony Ład".

***

"Można oszukiwać wielu ludzi jakiś czas, a niektórych ludzi cały czas,
ale nie można oszukiwać cały czas narodu" - Abraham Lincoln

---

autor opracowania:
mgr inż. Marek Zadrożniak

DEDYKACJA

Konfederacjo – która jako jedna myśląca o Polakach i Polsce grupa posłów w Sejmie (tak na dziś dzień uważam) – spróbuj proszę zatrzymać to opisane szaleństwo. W tym oto moim opracowaniu – zawierającym całą potrzebną wiedzę na temat energetyki węglowej, wiatrowej i fotowoltaicznej – przekazuję w przystępnej formie (nawet dla człowieka niezorientowanego w sprawach energetyki), potrzebną Posłowi tę właśnie wiedzę do rozumnego przeciwdziałania temu szaleństwu, szaleństwu stwarzającemu niespotykane w naszych dziejach zagrożenie dla bytu Narodu Polskiego i naszego Państwa. To nie są puste słowa. Proszę przeczytać z uwagą do końca. Plany rządu III RP w postaci likwidacji energetyki węglowej - pod dyktando UE - to gorsze niż zbrodnia. **To błąd**.

Opracowanie to, to jest moje wsparcie i moja bezinteresowna pomoc Kofederatom, która Panom posłom w zupełności wystarczy do zajęcia się na poważnie sprawą likwidacji „do gołej ziemi" polskiej energetyki węglowej (węgiel kamienny i brunatny), **która na dziś stanowi 86 % polskich Elektrowni Zawodowych (36 674 MW w 2019 r.)**.

Piszę „do gołej ziemi" **bo jak inaczej nazwać planowane pozostawienie w 2035 r. tylko 3 163 [MW] mocy osiągalnej z elektrowni węglowych, przy obecnie istniejącej mocy równej 31 541 [MW]** i przy prognozach zapotrzebowania na JWCD + nJWCD w A.D. 2035 ocenianych na 39 285 [MW].

To jest istne „zielone szaleństwo" i trzeba się temu obłędowi przeciwstawić tak, jak Józef Mackiewicz przeciwstawił się komunizmowi.

Powiedział wszak Thomas Jefferson, cyt.: "**Kiedy niesprawiedliwość staje się prawem, opór staje się obowiązkiem**."

Pytanie – dotyczące dosłownie naszej dalszej narodowej egzystencji, istnienia Narodu i Państwa – brzmi:

skąd rządzący wezmą w roku 2035 brakujące **36 122 [MW]** jak będą mieli jedynie dostępne **3 163 [MW]** mocy osiągalnej z węgla kamiennego i brunatnego? (wyliczenie: 39 285 [MW] - 3 163 [MW] = 36 122 [MW])

Skąd wezmą tę gigantyczną brakującą moc? Z klastrów energii i spółdzielni energetycznych min. Michała Kurtyki?

W przedstawionym publicznie, najnowszym rządowym **projekcie Polityki energetycznej Polski do 2040 roku (PEP 2040)**, stwierdza się, że de facto w 2030 roku w Polsce mają zostać dwie-trzy kopalnie energetycznego węgla kamiennego.

Dnia 7 września 2020 minister klimatu Michał Kurtyka przedstawił dziennikarzom prezentację opisującą projekt Polityki Energetycznej Państwa. „*Tworzymy drugi, równoległy system energetyczny*" – mówił minister Kurtyka. A ja mówię: te jego **klastry i spółdzielnie energetyczne** to już nawet nie przysłowiowa kamieni kupa ...
Tak nawiasem, to spółdzielnie zrobił Polakom swego czasu Żyd, Hilary Minc – patrz jego słynne przemówienie na Kongresie Spółdzielczym w Lublinie 25 listopada 1944 roku – demontując prywatną polską gospodarkę. Niestety, ten Minister Klimatu, to jeszcze przebija tamtego komunistę tymi swoimi „klastrami" i „spółdzielniami energetycznym" oraz „magazynami energii". W 1944 było straszno a teraz i straszno i śmieszno.
Jest to więc nowa edycja „bitwy o handel", która zostanie zapewne nazwana „bitwą o węgiel" i podobnie jak po tamtej „bitwie o handel" z lat 1947 – 49, kiedy to liczba przedsiębiorstw prywatnych w handlu detalicznym, w dwa lata zmalała, ze 131 tys. w 1947 do 58 tys. w 1949 roku, a w handlu hurtowym z 3,3 tys. do 1,1 tys. pozostanie Polakom jedynie **3 163 MW mocy osiągalnej z elektrowni węglowych, przy obecnie istniejącej mocy równej 31 541 [MW]**.
Oni, w tym sabotażowym działaniu, niczym nie różnią się od żyda Hilarego Minca, wrogiego Polakom komunisty, od 16 roku życia (który komunizm wyssał z mlekiem matki?) członka KPP.

W planach obecnego Ministra Klimatu, do roku 2035, moc cieplna osiągalna zmaleje z 39 285 [MW] do 3 163 [MW] mocy cieplnej osiągalnej. Wszystko się na swój sposób zgadza (jak to u komunistów). Jak zwykle głód, nędza i płacz całego narodu w imię nowej komunistycznej ideologii. Tym razem bądźmy mądrzy przed szkodą. **Kiedy niesprawiedliwość staje się prawem, opór staje się obowiązkiem.**

Oni ewidentnie popadli w jakiś obłęd - co widać w tle tego opracowania. Manifestują ten obłęd nawet w swoich pisanych dokumentach i działaniach. Już dziś chcą przekupić górników 60 mld zł, **żeby podciąć fundament całej polskiej energetyki poprzez odcięcie jej zasilania w paliwo**. Chcą również zniszczyć życie całego regionu śląskiego, w którym z węgla żyje bezpośrednio nawet do 83 tys. górników (2019 r.) nie mówiąc o ich rodzinach i całym dalszym łańcuch powiązań. (koszty transformacji rząd oszacował na 280 mld zł, z czego 60 mld zł miałoby trafić na transformację regionów pogórniczych, z czego najwięcej na Górny Śląsk.)
Panowie Konfederaci, za te 60 mld zł można wybudować 10 supernowoczesnych bloków węglowych o sprawności 48,9 % / 45,6 % (stare, 40 letnie, wyeksploatowane bloki, mają sprawność tylko około 30 %) i mocy 1075 [MW] każdy (jak blok 11 w Kozienicach), które przez kolejne 40 - 50 .. i więcej lat będą produkować niezbędną do życia Polakom energię elektryczną.
Nowy blok o parametrach nadkrytycznych to przyrost sprawności aż o 52 % w stosunku do starych PRL-oskich bloków 200 MW. ((45,6 % – 30 %) / 30 % = 52 %). **To o 52 procent więcej energii z tej samej ilości węgla**.

Już Henryk Sienkiewicz pisał o analogicznej sytuacji: „Trąby grały larum, by kto żyw, chronił się do miasta, **lecz oni nie słyszeli tych głosów lub nie chcieli na nie zważać**."

Wielce Czcigodni Posłowie Konfederacji – rozpropagujcie to moje Opracowanie milionom ludzi, prześlijcie poprzez Kluby Konfederacji, poprzez jej zwolenników, prześlijcie do wszystkich Polaków którzy dysponują pocztą e-mail a w przyszłych wyborach będziecie dominowali w Sejmie i w końcu będziecie mogli mieć wpływ na Polskę, która tak potrzebuje Mądrego Gospodarza.

Konfederacjo – Larum grają! Ratujcie Polskę i Polaków!

Warszawa, 1 – wrzesień – A.D. 2020

JAK TO NAPRAWDĘ JEST Z WIATRAKAMI I FOTOWOLTAIKĄ

1. Wstęp

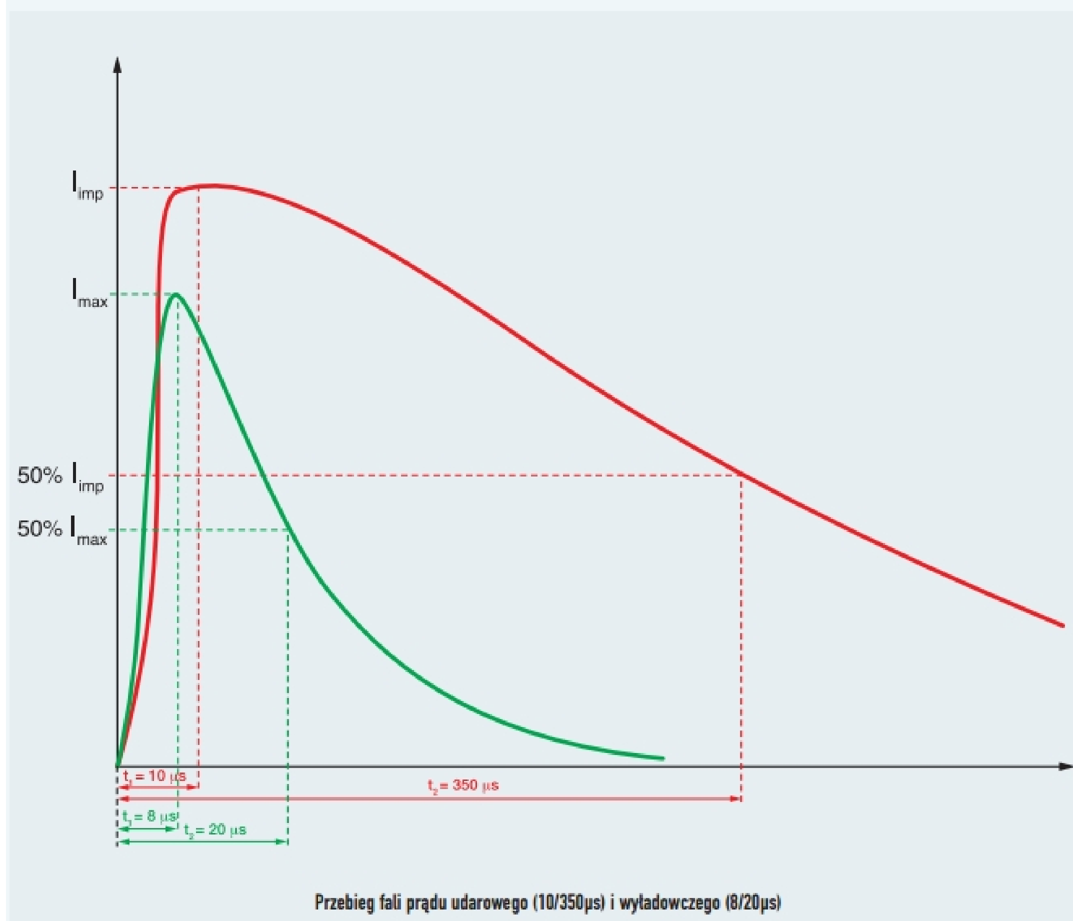
1.1. Cel opracowania

Celem opracowania jest przedstawienie rzetelnej informacji na temat energetyki wiatrowej i fotowoltaicznej dla 11 posłów Konfederacji - którzy jako jedyni - są zdolni w obecnym czasie powstrzymać to szaleństwo przebudowy polskiej energetyki na „Zielony Ład” aplikowany Polakom przez naszych wrogów z Unii Europejskiej.

To prawda, że ci posłowie nie mają żadnej sprawczej siły głosu, ale samo nagłośnienie prawdy np. na codziennych konferencjach prasowych, na temat energetyki wiatrowej i fotowoltaicznej, może być skuteczne w zatrzymaniu tego szaleństwa. Pamiętajmy, że 1 987 lat temu, też 12 nikomu nie znanych ludzi zaczęło zmieniać świat ... i zmieniło!
Co prawda, to posłów Konfederacji jest tylko 11, ale wśród apostołów Pana naszego Jezusa Chrystusa, jeden też był „na dokładkę”. Ja mogę być tym na dokładkę wśród Was i nawet ten symboliczny rachunek będzie się zgadzał.
Zaplanowana likwidacja „do gołej ziemi”, polskiej energetyki węglowej (węgiel kamienny i brunatny) w ciągu najbliższych 15 lat to szaleństwo. Szaleństwo większe, niż np. komunistyczny pomysł prawie całkowitego osuszenia Morza Aralskiego, (osuszono około 90 % z 13 500 km² pierwotnej powierzchni jeziora, będącego kiedyś na 4. miejscu, wśród największych jezior świata). Te ich zamiary to unicestwienie podstaw bytu ekonomicznego całego naszego Państwa i Narodu.
Energetyka wiatrowa i fotowoltaiczna to taki sam socjalistyczny pomysł, jak to osuszenie Morza Aralskiego - zguba dla Polski i Polaków, czego dowiodę w tym opracowaniu.

W dowiedzeniu tego, użyję prawdziwej metody naukowej, zwanej **metodą porównawczą**.
Analiza opłacalności elektrowni wiatrowych, fotowoltaicznych i węglowych **ma sens tylko wtedy, jeśli przeprowadzimy ją metodą porównawczą**. (Metoda ta była zalecana - **jako jedyna prawdziwa metoda naukowa** - przez prof. Konstantego Janickiego z Uniwersytetu Warszawskiego, wybitnego polskiego helmintologa, u którego studiował Józef Mackiewicz).

Dowiodę, że epatowanie przez rządzących i wszelkie media hasłami typu „***farma fotowoltaiczna będzie zasilała 2 600 gospodarstw domowych***” jest to tylko taka sama demagogia, jak ta, za pierwszej żydokomuny, kiedy to w latach ’70 w każde lato pisano w „Ekspresie Wieczornym”, że „gdyby udało się „złapać prąd” z jednego „pioruna” to można by nim zasilać 30 000 miasto przez cały rok”. Tu dzisiejsze brednie na ten temat: https://ecoreactor.org/energia-z-piorunow/
Gwoli ścisłości podam, że energia z jednego średniego wyładowania to 20 kA/350 ms i nie zagotuje ona nawet szklanki wody, gdyż jest to tylko 0,039 kWh, czyli odpowiada załączeniu czajnika o mocy 1 kW na 2 ½ min. – patrz **Rys. 3.1.**
Nie zagotuje szklanki wody, ale np. zapali łopatę turbiny wiatrowej! (co pokażemy w dalszej części opracowania).



Rys. 1.1. Przepływ do ziemi prądu piorunowego w postaci fali 10/350 µs. Typowe kształty prądów i czasy występujące przy wyładowaniach piorunowych.

Pokażę, że fotowoltaika zamiast zasilać gospodarstwo domowe może spalić rodzinie dom po tym jak wcześniej wpędziła ją w kredyty. Kredyty których nie spłacą się nawet po 30 latach spłacania „zyskami z paneli".

Dowiodę, że blok węglowy jest 11,15 razy bardziej wydajny w produkcji energii z tej samej mocy zainstalowanej niż źródła fotowoltaiczne i tyle razy jest tańszy inwestycyjnie od fotowoltaiki. Dowiodę, że blok węglowy jest więc 3,74 razy bardziej wydajny w produkcji energii z tej samej mocy zainstalowanej niż lądowe źródła wiatrowe i tyle razy jest tańszy inwestycyjnie od elektrowni wiatrowych.

Dowiodę, że blok węglowy, fotowoltaika i wiatraki, jeśli chodzi o koszt 1 [W] mocy zainstalowanej to kosztują niemal identycznie: 6,00 [zł / W] mocy zainstalowanej a dzieli je przepaść jeśli chodzi o wydajność w generacji energii elektrycznej.

Dowiodę, że budowa dwóch kolejnych, nowych linii przesyłowych 400 kV (2x 1690 MW każda), w połączeniu Niemcy - Polska, ma sprawić że Polacy będą kupowali drogą energię z niemieckich wiatraków i fotowoltaiki, co w konsekwencji spowoduje, że Polska po demontażu swoich elektrowni węglowych zostanie uzależniona/ubezwłasnowolnienia na poziomi bantustanu w dziedzinie energetyki. (Po to jest - już w końcowej fazie - budowana trzecia, dwutorowa linia 400 kV na kierunku do Niemiec zaś czwarta linia Eisenhüttenstadt–Baczyna ma być zbudowana po 2030 roku co w sumie da możliwości przesyłowe na poziomie mocy 4x (2x 1 690 MW) = 13 520 MW, co stanowi więcej niż połowę obecnego polskiego zapotrzebowania)

Dowiodę, że sposób unicestwienia metodą „na prawnika" częściowo (około 15 %) już zbudowanego supernowoczesnego bloku węglowego 1000 MW Ostrołęka C (który kosztował 890 mln zł) to ewidentne działanie przez osoby podstawione (spisek) i pokażę jakimi metodami osiągnięto ten wrogi Polsce i Polakom cel, cel zamknięcia budowy supernowoczesnego bloku węglowego 1000 MW Ostrołęka C w związku z budową kolejnych, nowych linii przesyłowych 400 kV (2x 1690 MW każda), w połączeniu Niemcy - Polska.

Dowiodę wielu innych nieznanych lub **skrzętnie ukrywanych zagrożeń i idiotyzmów** związanych z wiatrakami i fotowoltaiką o których wiedzą tylko ludzie z branży energetycznej.

I dlatego warto przeczytać to Opracowanie i przesłać je innym. Niech Suweren pozna prawdę i świadomie wybiera w przyszłości swoich reprezentantów do rządzenia w Polsce.

W Imię Boże, zaczynamy ...

Motto

> „*Chodziło wtedy i chodzi po dziś dzień jeszcze, aby taktycznie, umiejętnie wyzyskać wszelkie niezadowolenie ludności kolorowej i popierać jej ruchy narodowe, chociażby ruchy te nic z komunizmem* (od autora opracowania: **dwutlenko-węglizmem**) *nie miały wspólnego. Taktyka ta obowiązuje obecnie w całej pełni. Wiemy przecież, jak doszło do skomunizowania Chin, znamy wypadki na Malajach, w Wietnamie, w Indiach, krajach muzułmańskich, wreszcie w Afryce.*
> *W tej pobieżnej jednak ocenie nie należy wpadać w drugą krańcowość. Nie można bowiem zapominać, że taktyka leninowska polega jedynie na wyzyskiwaniu sytuacji już wytworzonej, a nie na samym wytwarzaniu jej, do czego komunizm* (od autora opracowania: **dwutlenko-węglizm**) *w wielu wypadkach okazał się niezdolny. Komunizm* (od autora opracowania: **dwutlenko-węglizm**), *jak każda zaraza, opada przede wszystkim organizmy słabe, lub osłabione wskutek okoliczności postronnych. Ale sam przez się żadnych organizmów nie tworzy. Przedstawiając go jako fantastyczną potęgę, która już opętała cały świat w postaci jakiegoś nadprzyrodzonego fatum, z którym wola ludzka nie może sobie dać rady, wytwarzamy nastrój paniki, na której propagandzie bolszewickiej* (od autora opracowania: **dwutlenko-węglowej**) *najbardziej właśnie zależy. Powinniśmy, bez względu na to, czy to kogo urazi, czy nie, z całym spokojem zbadać źródła i przyczyny rozszerzania się komunizmu* (od autora opracowania: **dwutlenko-węglizmu**) *po drugiej wojnie światowej.*
> *Kiedyś epidemię nazywano ,,powietrzem" i błagano w modłach Boga, aby przed nią uchronił. Dziś wiemy, że epidemia nie powstaje z ,,powietrza", a zostaje przez kogoś przywleczona. Bolszewizm* (od autora opracowania: **dwutlenko-węglizm**) *jest epidemią psycho-polityczną i rozwłóczony został po całym świecie przez - polityków.*"

Dziennik Polski (Detroit) 1953 226, 23 września
Zaczerpnięte z Józef Mackiewicz, „Wieszać czy nie wieszać?" DZIEŁA tom 22, Kontra 2015

(Jak widać, Józef Mackiewicz to nie tylko wielki pisarza, ale i obserwator najwyższej klasy, który już w A.D. 1953 wiedział, że wszelką najgorszą **zarazę po świecie - roznoszą politycy**.)

2. Prawdziwe dane pobrane ze strony Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. i wnioski z nich płynące

2.1. Dane operatywne z pomiarów zbieranych przez OSP (Operatora Systemu Przesyłowego) w czasie bieżącego prowadzenia ruchu KSE (Krajowego Systemu Elektroenergetycznego)

Jako patentowy elektryk, po Wydz. Elektrycznym Politechniki Warszawskiej, opieram poniższą analizę na:

- prawdziwych danych, wg pomiarów Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) z lat 2019 i 2020 (do sierpnia włącznie);
- opracowaniach wybitnych profesorów, doktorów z dziedziny elektryki/energetyki najlepszych polskich politechnik;
- spostrzeżeniach i opracowaniach innych osób kompetentnych w branży energetycznej;
- i na mojej fachowej wiedzy, moich obserwacjach, kalkulacjach i obliczeniach jako inż. elektryka po Wydz. Elektrycznym PW;
- oraz na powszechnej na ten temat wiedzy dostępnej w Internecie

I tak jak podają PSE na dzień 1 lipca 2020 r., moc zainstalowana farm wiatrowych była równa **6 222,06 MW**. (w czerwcu tego roku zwiększyła się o 67 MW w porównaniu do maja br.). zaś moc zainstalowana źródeł fotowoltaicznych w krajowym systemie elektroenergetycznym była równa **2 108,90 MW** (przyrost w kwietniu nowych instalacji fotowoltaicznych był równy 135 MW zaś maju 141 MW).

Poniżej na Rys. 2.1. i w Tab. 2.1. - **korzystając z wiarygodnych, bo prawdziwych danych** spółki Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. – przedstawiam istotne ich zestawienia i wyciągi z lat 2019 i 2020 (**do sierpnia 2020 r. włącznie**):
https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-dobowe-z-pracy-kse/generacja-zrodel-wiatrowych



ZAPOTRZEBOWANIE [MW]	18 147
GENERACJA [MW]	15 888
el. cieplne	15 065
el. wodne	180
el. wiatrowe	613
el. fotowoltaiczne	0
el. inne odnawialne	30
SALDO WYMIANY CAŁKOWITEJ [MW]	2 228 IMPORT
CZĘSTOTLIWOŚĆ [Hz]	49,971

→	Eksport
←	Import
WR	Wymiana równoległa - plan i wykonanie
WNR	Wymiana nierównoległa - plan i wykonanie
CZ	Przekrój handlowy polsko-czeski
SK	Przekrój handlowy polsko-słowacki
DE	Przekrój handlowy polsko-niemiecki
LT	Przekrój handlowy polsko-litewski
UA	Przekrój handlowy polsko-ukraiński
SE HVDC	Przekrój handlowy polsko-szwedzki (połączenie prądu stałego Polska-Szwecja)

Rys. 2.1. Mapa prezentuje planowe i chwilowe przepływy mocy na przekrojach handlowych w tym import 1 490 MW mocy on-line z Niemiec. **Zwraca uwagę - na powyższej mapie rozpływów - fakt, że w niedzielę 11-10-2020 r., o 21:07 przy niskim zapotrzebowaniu na moc polskiego SE, bo równym tylko 18 147 MW, importowano aż 2 228 MW w tym 1 490 MW z Niemiec**. Taka jest „polityka" rządu.
Źródło: https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-dobowe-z-pracy-kse

	Rok **2020**	**Generacja źródeł wiatrowych łącznie w MWh i w przeliczeniu na moc ciągłą w MW**	**Generacja > 3000 MW – (50 % mocy zainstalowanej) w [h]**	**Generacja < 700 MW – (10 % mocy zainstalowanej) w [h]**	**Generacja źródeł fotowoltaicznych łącznie i w przeliczeniu na moc ciągłą w [MW]**	**Generacja > 1000 MW / (50 % mocy zainstalowanej) w [h]**	**Generacja < 200 MW / (10 % mocy zainstalowanej) w [h]**
1	styczeń	1 877 156			brak danych	brak danych	brak danych
	744 [h]	2 523	294	71			
2	luty	2 140 546			brak danych	brak danych	brak danych
	696 [h]	3 075	362	43			
3	marzec	1 463 429			brak danych	brak danych	brak danych
	744 [h]	1 967	168	118			
4	kwiecień	1 205 845			154 532	od 10 kwietnia	od 10 kwietnia
	720 [h]	1 675	141	208	307	46	292
5	maj	1 070 095			223 826		
	744 [h]	1 438	67	185	301	36	412
6	czerwiec	688 598			218 639		
	720 [h]	956	15	328	304	43	397
7	lipiec	822 449			263 233		
	744 [h]	1 105	12	257	354	75	402
8	sierpień	644 906			282 649		
	744 [h]	867	18	376	380	112	413
			suma [h] > 50 %	**suma [h] < 10%**		**suma [h] > 50 %**	**suma [h] < 10%**
	1-8/ 2020 łącznie	9 913 024 [MWh]	1077 h	1586 h	1 142 879 [MWh]	312 h	1 916 h
			18,4 %	**27,1 %**		**9,0 %**	**55,4 %**
	1-8 2020 Moc średnia	**1 693 [MW]** **27,2 %** (od 6 222,060 [MW])			**331 [MW]** **15,7 [%]** (od 2 108,9 MW)		
	Rok **2019**	**Generacja źródeł wiatrowych łącznie w MWh i w przeliczeniu na moc ciągłą w MW**	**Generacja > 3000 MW – (50 % mocy zainstalowanej) w [h]**	**Generacja < 700 MW – (10 % mocy zainstalowanej) w [h]**	**Generacja źródeł fotowoltaicznych łącznie i w przeliczeniu na moc ciągłą w [MW]**	**Generacja > 1000 MW / (50 % mocy zainstalowanej) w [h]**	**Generacja < 200 MW / (10 % mocy zainstalowanej) w [h]**
1	styczeń	1 537 565			brak danych	brak danych	brak danych
	744 [h]	2 067	197	171			
2	luty	1 538 047			brak danych	brak danych	brak danych
	672 [h]	2 289	192	67			
3	marzec	1 800 963			brak danych	brak danych	brak danych
	744 [h]	2 421	270	87			
4	kwiecień	1 199 905			brak danych	brak danych	brak danych
	720 [h]	1 667	132	140			
5	maj	921 604			brak danych	brak danych	brak danych
	744 [h]	1 239	35	209			
6	czerwiec	720 223			brak danych	brak danych	brak danych
	720 [h]	1 000	3	308			
7	lipiec	880 565			brak danych	brak danych	brak danych
	744 [h]	1 184	35	299			
8	sierpień	570 811			brak danych	brak danych	brak danych
	744 [h]	767	0	412			
9	wrzesień	1 161 435			brak danych	brak danych	brak danych
	720 [h]	1 613	109	161			
10	październ.	1 151 445			brak danych	brak danych	brak danych
	744 [h]	1 548	104	222			
11	listopad	1 345 086			brak danych	brak danych	brak danych
	720 [h]	1 868	145	108			
12	grudzień	1 738 105			brak danych	brak danych	brak danych
	744 [h]	2 336	240	87			
			suma > 50 %	**suma < 10%**			
	2019 łącznie	14 565 754 [MWh]	1462 h	2271 h			
			16,7 %	**25,9 %**			
	2019 Moc średnia	**1 663 [MW]** **26,7 %**					

Tab. 2.1. Zawiera dane godzinowe z raportów PSE z generacji energii (średniej mocy godzinowej) ze źródeł wiatrowych (od 01-01-2020 do 31-08-2020 oraz cały rok 2019) i fotowoltaicznych (od 10-04-2020 do 31-08-2020). (PSE we wrześniu podaje, że z punktu widzenia wykorzystania PV, rekordowy był kwiecień, kiedy odnotowywane były małe zachmurzenia i umiarkowana temperatura która znacząco redukuje generację paneli PV.) Źródło: https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-dobowe-z-pracy-kse/generacja-zrodel-wiatrowych

- elektrownie fotowoltaiczne - dane operatywne z pomiarów zbieranych przez OSP

Uwaga:
W celu porównania źródeł fotowoltaicznych z wiatrowymi za cały rok 2020 została przeze mnie ekstrapolowana generacja źródeł fotowoltaicznych w [MWh] za okres od 10 kwietnia do sierpnia włącznie, która to generacja była równą 1 142 879 [MWh].
Ekstrapolowano tę wartość na cały rok 2020 gdzie za wzorzec przelicznik użyto dane z rozkładu promieniowania słonecznego kWh/m^2 dla obszaru Polski. **Błąd tej ekstrapolacji jest nie większy niż 8 - 10 %,** co zostało sprawdzone i potwierdzone na rzeczywistych danych z miesięcy kwiecień (bez 10 pierwszych dni) – sierpień 2020) i zgadza się dokładnie poniżej wskazanego 8 – 10 % błędu.

Miesiąc	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Promieniowanie słoneczne kWh/m^2	0,6	1,0	3,0	3,8	4,8	5,4	5,3	4,9	3,3	1,7	0,7	0,5
W % dla 12 miesięcy o sumie równej 100 %	1,7%	2,9%	8,6%	10,9%	13,7%	15,4%	15,1%	14,0%	9,4%	4,9%	2,0%	1,4%

Tab. 2.2. Zawiera dane miesięczne z rozkładu promieniowania słonecznego kWh/m^2 dla obszaru Polski.

W wyniku ekstrapolacji brakujących dni, otrzymano wiarygodny, obliczeniowy ekwiwalent **dla całego roku 2020** równy **1 744 221 [MWh].**
Sprawdzenie tej ekstrapolacji dla danych rzeczywistych z pełnych miesięcy: **maj / czerwiec / lipiec / sierpień** daje odchyłki równe: **– 6,33% / – 18,60% / – 0,05% / 15,75%. Tak więc sumaryczny błąd dla tych czterech pełnych miesięcy, jest w sumie równy = – 2,31 %** (a więc dużo lepiej niż założone 8 – 10 %).
Obliczenia ekstrapolacyjne są zatem poprawne więc dla całego roku 2020 ekwiwalent energii pozyskanej z mocy zainstalowanej 2 108,9 MW w PV jest istotnie równy 1 744 221 [MWh].

Jeśli odniesiemy ten obliczony roczny ekwiwalent energii PV równy 1 744 221 [MWh] do mocy zainstalowanej źródeł wiatrowych, wykorzystując współczynnik proporcji mocy zainstalowanej wiatrowej do mocy zainstalowanej PV:
6 222,06 [MW] / 2 108,90 [MW] = 2,95
czyli: 2,95 x 1 744 221 [MWh] to otrzymamy przeliczeniową energię zastępczą PV równą 5 146 119 [MWh] oddaną ze źródeł fotowoltaicznych o zastępczej mocy zainstalowanej, takiej samej jak źródła wiatrowe tj. 6 222,06 [MW].

Porównując teraz źródła fotowoltaiczne (z częściowo ekstrapolowanego rok 2020) ze źródłami wiatrowymi za rok 2019 – **rok do roku** – mamy porównanie, co do wykorzystania mocy zainstalowanej tych źródeł równe:
$E_{wiatrowe}$ / E_{PV} = 14 565 754 [MWh] / 5 146 119 [MWh] = **2,83** na niekorzyść fotowoltaiki gdzie:

14 565 754 [MWh] = roczna generacja źródeł wiatrowych łącznie w [MWh] o mocy zainstalowanej 6 222,06 [MW].
5 146 119 [MWh] = roczna generacja źródeł fotowoltaicznych łącznie w [MWh] o równoważnej mocy zainstalowanej ze źródeł wiatrowych czyli o mocy 6 222,06 [MW].

Równoważna moc ciągła w zakresie pełnego roku 2020 (rozłożona na 365 dni po 24 godziny) z zainstalowanych źródeł PV o mocy zainstalowanej **2 108,9 [MW]**, przeliczona na uśredniona moc godzinową jest równa:

P_{const} = 1 744 221 [MWh / 365 dni / 24 h = **199,11 [MW].**
Stanowi to tylko **9,44 % mocy zainstalowanej**, bo: P_{const} / P_{inst} = 199,11 [MW] / 2 108,9 [MW] = **9,44 %.**
Prawda drogi Czytelniku, że o tym nikt jeszcze w Polsce nie powiedział ani nie napisał? Elektrownia na 9,44 %!

WNIOSEK 2.1.

1. Z porównania źródeł fotowoltaiczne ze źródłami wiatrowymi wynika, że **źródła fotowoltaiczne są jeszcze 2,83 razy mniej wydajne od i tak gówniane (mało wydajnych) źródeł wiatrowych z tej samej mocy zainstalowanej**.
2. **Efektywność wykorzystania mocy zainstalowanej w źródła fotowoltaiczne jest jedynie na poziomie 9,44 %.**
3. **Efektywność wykorzystania mocy zainstalowanej w źródła węglowe typu Blok 11 Kozienice o mocy 1 075 [MW] jest niemal 100 %.**

Trzeba wiedzieć, że **bloki węglowe z reguły** (najbardziej korzystna ich praca z największa sprawnością **48,9 % / 45,6 %** i przy najmniejszym zużyciu technicznym) **pracują na 100 [%] mocy znamionowej** i nawet technicznie nie jest możliwe zejście w regulacji poniżej 50 [%] mocy znamionowej, ze względu na bezpieczeństwo kotła.
Dla przykładu nowy blok węglowy B11 o mocy 1 075 MW w Kozienicach produkuje od 19 grudnia 2017 r. ok. 8 TWh energii elektrycznej rocznie, co daje średnią efektywną moc roczną 913 MW a więc **85 % mocy zainstalowanej** przy dyspozycyjności rocznej w eksploatacji rzędu 97 %:

1 075 [MW] (moc nominalna) → 913 [MW] (średnia efektywna moc roczna) → 97 [%] (dyspozycyjność roczna w eksploatacji)

Tak więc wykorzystanie mocy zainstalowanej w fotowoltaice (PV) jest aż 10,59 razy gorsze niż wykorzystanie takiej samej mocy zainstalowanej w bloku węglowym, bo:

KROTNOŚĆ EFEKTYWNOŚCI (**blok węglowy / fotowoltaika**) **=** 100 % (blok węglowy) / 9,44 % = (fotowoltaika) = **10,59 razy**

Trzeba wiedzieć, że blok węglowy nie tylko osiąga 100 % mocy zainstalowanej, ale i pracuje z taką mocą w sposób ciągły (jest to jego optymalna praca). Blok węglowy jest więc **10,59 razy bardziej wydajny niż źródła fotowoltaiczne** i tyle razy jest tańszy inwestycyjnie od fotowoltaiki! (**niemal identyczny koszt mocy zainstalowanej równy około 6,00 [zł / W]**, co wykażemy w dalszej części opracowania).

Podsumowując należy stwierdzić, że jednemu blokowi węglowemu o mocy 1 000 [MW] (np. „Ostrołęka C") odpowiada aż 10 590 [WM] mocy zainstalowanej w fotowoltaice, jeśli chodzi o wyprodukowanie tej samej ilości energii rocznie.

Uwaga:
W dniu 28 września 2020 uzyskano dane z PSE o przyłączaniu kolejnych instalacji PV do sieci PSE.
Z tej informacji PSE wynika ważny wniosek: powyższe obliczenia dla energii PV są wykonane z ujemną tolerancją.
Znaczy to, że jest jeszcze gorzej (mniej) niż wyliczone P_{const} / P_{inst} = **9,44 %** ponieważ cały czas, płynnie, przybywa w Polsce mocy zainstalowanej w PV a więc w sierpniu moc zainstalowana w PV w Polsce znacznie przekraczała przyjętą na wstępie moc zainstalowaną w PV na dzień 1 lipca 2020 r. równą 2 108,9 [MW].
Różnica sięga od 0,5 % do nawet 1,5 %, bo jak podają Polskie Sieci Elektroenergetyczne, tylko w czerwcu 2020 r., w ciągu jednego miesiąca przyłączono do sieci 155,8 MW (uwzględnione w przyjętej mocy zainstalowanej 2 108,9 [MW] na dzień 1 lipca 2020 r.).

Jednak PSE podają też w swoim w komunikacie, że w 2020 r. do 1 września wg PSE przybyło 107 902 instalacji o mocy zainstalowanej ok. 732,9 MW. Wg PSE **na dzień 1 września 2020 r. moc zainstalowana fotowoltaiki** w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wyniosła **2528,371 MW** i **jest większa o 267,024 MW niż miesiąc wcześniej**.
Wynika z tego, że na dzień 31 lipca było 2 261,35 MW mocy zainstalowanej w PV (co widać po produkcji energii w lipcu = 263 233 MWh zaś w sierpniu = 282 649, choć przy identycznej pogodzie/zachmurzeniu powinno być około 92 % produkcji lipcowej). Odejmując od tej 31-lipcowej wartości 2 261,35 MW przyrost czerwcowy równy 155,8 MW otrzymujemy na 31 maja moc zainstalowaną równą 2 105,55 MW czyli dokładnie tyle ile przyjęto na wstępie do tej analizy - **2 108,9 [MW]**, co też potwierdza poprawność powyższych danych i rachunków.

Podsumowując, wyliczony współczynnik P_{const} / P_{inst} = **9,44 %, jest zapewne jeszcze mniej korzystny i znajduje się w przedziale 8,94 % do 7,94 %** (od 11,19 do 12,59 razy mniej energii niż z bloku węglowego).

Dalej jednak będziemy się posługiwać rzetelnie wyliczonym współczynnikiem:
P_{const} / P_{inst} = **9,44 % - 10,59 razy mniej energii niż z bloku węglowego**.
Sądzę, że rzetelność ta przysporzy jeszcze większej wiarygodności temu opracowaniu.

- elektrownie wiatrowe - dane operatywne z pomiarów zbieranych przez OSP

Analogicznie niekorzystnie choć nie tak tragicznie wypadają źródła wiatrowe na tle bloków węglowych. I tak, równoważna moc ciągła w zakresie pełnego roku 2019 (rozłożona na 365 dni po 24 godziny) z zainstalowanych źródeł **wiatrowych** o wartości mocy zainstalowanej równej **6 222,060 [MW]**, przeliczona na uśredniona moc godzinową jest równa:
Dla całego roku 2019:

P_{const} = 14 565 754 [MWh / 365 dni / 24 h = **1 662,76 [MW].**
Stanowi to tylko **26,72 % mocy zainstalowanej**, bo:
P_{const} / P_{inst} = 1 662,76 [MW] / 6 222,060 [MW] = **26,72 %.**

Dla całego roku 2020:

P_{const} = 15 195 208 [MWh / 365 dni / 24 h = 1 734,61 [MW].
Stanowi to tylko **27,88 % mocy zainstalowanej**, bo:
P_{const} / P_{inst} = 1 734,61 [MW] / 6 222,060 [MW] = **27,88 %.**

Tak więc wykorzystanie mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych jest aż 3,74 razy gorsze (100% / 26,72% = 3,74) niż wykorzystanie takiej samej mocy wytwórczej zainstalowanej w blokach węglowych.
Jak już wspomniałem, blok węglowy nie tylko osiąga 100 % mocy zainstalowanej (a nawet 5% więcej) , ale i pracuje z taką mocą w sposób ciągły, bo jest to jego optymalna praca. Blok węglowy jest więc **3,74 razy bardziej wydajny niż źródła wiatrowe** i tyle razy jest tańszy inwestycyjnie od elektrowni wiatrowych! (**dla wiatraków podobnie jak dla fotowoltaiki jest niemal identyczny koszt mocy zainstalowanej równy około 6,00 [zł / W]**, co wykażemy w dalszej części opracowania).

Ciekawostka: W obszernych źródłach internetowych jedynie Wikipedia napomina coś o tym problemie w sposób jakże zawiły, cyt:
„*Najbardziej miarodajnym jest tu średnioroczny wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej obliczony z wykorzystaniem rocznej produkcji. W Polsce za 2017 jest to około 30%, patrz roczny uporządkowany wykres produkcji wiatraków w Polsce*". – patrz: https://pl.wikipedia.org/wiki/Elektrownia_wiatrowa

I w ten oto bardzo prosty sposób, wykonując najprostsze działania matematyczne z zakresu I klasy szkoły podstawowej, doszliśmy do bardzo ważnego i skrzętnie ukrywanego naukowego spostrzeżenia!:

WNIOSEK 2.2.

Blok węglowy jest więc **3,74 razy bardziej wydajny niż źródła wiatrowe** i tyle razy jest tańszy inwestycyjnie od elektrowni wiatrowych.
Blok węglowy jest więc **10,59 razy bardziej wydajny niż źródła fotowoltaiczne** i tyle razy jest tańszy inwestycyjnie od fotowoltaiki.

Blok węglowy, fotowoltaika i wiatraki, jeśli chodzi o koszt 1 [W] mocy zainstalowanej - to kosztują niemal identycznie: 6,00 [zł / W] mocy zainstalowanej (co będzie wykazane w następnym rozdziale 3.1.).

I to, zasadniczo, jest cała wiedza potrzebna dla posła. Wiedza, która jest skrzętnie ukrywana, aby - zgodnie z dyrektywami UE - zaserwować naszemu nieszczęśliwemu krajowi niszczycielski „Zielony Ład”.
Aż dziwi, że nikt dotychczas nie wykonał tak prostych obliczeń – albo inaczej – nie dziwi, że dane te są tak skrzętnie ukrywane przez wszelką swołocz, propagującą i stręczącą na siłę polskiej ludności „Zielony Ład” czyli energię z Niemiec i całkowite uzależnienie się od nich.

Podsumujmy uzyskane te jakże ważne dane:

1. blok węglowy jest więc **3,74 razy bardziej wydajny niż źródła wiatrowe** i tyle razy jest tańszy inwestycyjnie od elektrowni wiatrowych i
2. blok węglowy jest więc **10,59 razy bardziej wydajny niż źródła fotowoltaiczne** i tyle razy jest tańszy inwestycyjnie od fotowoltaiki, bo:
3. blok węglowy, fotowoltaika i wiatraki **kosztują niemal identycznie: 6,00 [zł / W] - jeśli chodzi o koszt 1 [W] mocy zainstalowanej**.

Ot i cała prawdziwa wiedza techniczna na temat „Zielonego Ładu”.

Dla czytelnika nieobeznanego z energetyką, postaram się o bardziej przystępne wytłumaczenie przedstawionych powyżej prawdziwych danych zebranych z rzeczywistych pomiarów całodobowych PSE.

I tak z wybranych raportów państwowej PSE, pokazanych liczbowo w **Tab. 2.1.** - wyliczono w obrębie każdego miesiąca - wartości generacji energii elektrycznej (e.e.) godzinowej (ilość zmierzona w każdej godzinie) - w przeliczeniu na moc średnią godzinową ciągłą w [MW], mieszczącą się w przedziałach krańcowych (najwięcej i najmniej), które to przedziały przyjęto następująco:

ze źródeł wiatrowych:
- generacja/moc godzinowa > 3000 MW = tj. około 50 % mocy zainstalowanej 6222,060 MW
- generacja/moc godzinowa < 700 MW = tj. około 10 % mocy zainstalowanej 6222,060 MW

i ze źródeł fotowoltaicznych:
- generacja/moc godzinowa > 1000 MW = tj. około 50 % mocy zainstalowanej 2 108,9 MW
- generacja/moc godzinowa < 200 MW = tj. około 10 % mocy zainstalowanej 2 108,9 MW

Zabieg ten wykonano dla łatwiejszego zobrazowania charakteru pracy tych źródeł i ich efektywności, które są jakże różne od tradycyjnych w Polsce źródeł węglowych typu blok węglowy, których podstawowym rodzajem pracy jest praca ciągła ze 100 % wydajnością (z mocą nominalną).

W celu zobrazowania - dla łatwiejszego zrozumienia istoty omawianego problemu - łącznej generacji energii za dany miesiąc ze źródeł wiatrowych jak i ze źródeł fotowoltaicznych, dokonano uśrednienia miesięcznego.
W tym celu zsumowano całkowitą pozyskaną energię w obrębie danego miesiąca, która to energia została następnie podzielona przez ilość godzin w danym miesiącu, w efekcie czego, otrzymano moc średnią źródła zastępczego, zdolnego do produkcji takiej ilości energii w sposób ciągły w obrębie całego danego miesiąca (sumy jego godzin).

Dla przykładu w styczniu 2020, dla elektrowni wiatrowych, uśredniona moc zastępcza jest równa: **1 877 156 [MWh] / 744 [h] = 2 523 [MW]** co oznacza, że elektrownie wiatrowe o mocy zainstalowanej 6 222,060 MW faktycznie pracowały przez cały miesiąc z mocą średnią równa tylko 2 523 MW – patrz **Tab. 2.1.** – w lewym górnym rogu.

Stosując takowe uśrednienie, uzyskujemy bardzo ważną informację, co do efektywności (tu procentowego) przedstawionego wykorzystania, tak źródeł wiatrowych, jak i źródeł fotowoltaicznych w odniesieniu do ich całkowitej mocy zainstalowanej równej odpowiednio 6 222,060 MW i 2 108,9 [MW] wg PSE na dzień 1 lipca 2020 r..

	Paliwo	Moc	Koszt	Koszt jednostkowy
Turów	Węgiel brunatny	450 MW	3,25 mld PLN	7,2 mln MW
Jaworzno III	Kamienny	910 MW	4,47 mld PLN	4,9 mln MW
Kozienice	Kamienny	1075 MW	5,1 mld PLN	4,7 mln MW

Rys. 2.2. Przykładowe kontrakty na budowę nowych bloków węglowych. Źródło:
https://www.senat.gov.pl/gfx/senat/userfiles/_public/k9/komisje/2019/kgni/materialy/bujalski_technologie.pdf

Jak widać **jeśli chodzi o węgiel kamienny to koszt 1 [W] mocy zainstalowanej nie sięga nawet 5 zł/W**. Jest to 4,70 – 4,90 zł / W mocy zainstalowanej.
Bloki węglowe (na węgiel kamienny) są to najtańsze, najbardziej sprawne i najbardziej trwałe jednostki wytwórcze.

WNIOSEK 2.3.

Na podstawie danych z **Tab. 2.1. uśredniona moc zastępcza źródeł wiatrowych** – dla **8 miesięcy** objętych badaniem w **2020** r. – odniesiona do mocy zainstalowanej **6 222,060 [MW]** miała wartość tylko **1 693 [MW]** co stanowi **27,2 [%]** tejże mocy zainstalowanej:
6 222,060 [MW] → 1 693 [MW] = **27,2 [%]**

Czas pracy z mocą przekraczającą 50 [%] mocy zainstalowanej to tylko **18,4 [%]** czasu pracy (1 077 h) zaś poniżej 10 [%] to aż **27,1 [%]** czasu pracy (1 586 h) z sumarycznego czasu racy równego 5 856 [h] w pierwszych 8 miesiącach roku 2020:
↖50 [%]→1 077 [h] = **18,4 [%]** - ↘50 [%] do ↙10 [%] → 3193 [h] = **54,5 [%]** - ↘10 [%]→1 586 [h] = **27,1 [%]**

Podobnie w roku poprzedzającym. **Uśredniona moc zastępcza źródeł wiatrowych** – dla **12 miesięcy** objętych badaniem w **2019** r. – odniesiona do mocy zainstalowanej **6 222,060 [MW]** miała wartość tylko **1 663 [MW]** co stanowi **26,7 [%]** tejże mocy zainstalowanej:

6 222,060 [MW] → 1 663 [MW] = **26,7 [%]**

Czas pracy z mocą (niewiele) powyżej 50 [%] mocy zainstalowanej to tylko **16,7 [%]** (1 462 h) zaś poniżej 10 [%] to aż **25,9 [%]** (2 271 h) z sumarycznego czasu racy równego 8 760 [h] w 12 pełnych miesiącach roku 2019:

↖50 [%]→1 462 [h] = **16,7 [%]** - ↘50 [%] do ↙10 [%] → 5 027 [h] = **57,4 [%]** - ↘10 [%]→2 271 [h] = **25,9 [%]**

Na podstawie danych z **Tab. 2.1. uśredniona moc zastępcza źródeł fotowoltaicznych** – dla 5 miesięcy objętych badaniem w **2020** r. – odniesiona do mocy zainstalowanej **2 108,9 [MW]** miała wartość tylko **331 [MW]** co stanowi tylko **15,7 [%]** tejże mocy zainstalowanej:

2 108,9 [MW] → 331 [MW] = **15,7 [%]**

Czas pracy z mocą (niewiele) powyżej 50 [%] mocy zainstalowanej to tylko **9,0 [%]** (312 h) zaś poniżej 10 [%] to aż **55,4 [%]** (1 916 h) z sumarycznego czasu racy równego 3 456 [h] w 5 miesiącach roku 2020 – dokładnie od 10 kwietnia do 31-sierpnia:

↖50 [%]→312 [h] = **9,0 [%]** - ↘50 [%] do ↙10 [%] → 1 228 [h] = **35,5 [%]** - ↘10 [%]→1916 [h] = **55,4 [%]**

Dla porównania, **bloki węglowe z reguły** (najbardziej korzystna ich praca z największa sprawnością (**48,9 % / 45,6 %**) i przy najmniejszym zużyciu technicznym) **pracują na 100 [%] mocy znamionowej** i nawet technicznie nie jest możliwe zejście w regulacji poniżej 50 [%]mocy znamionowej, ze względu na bezpieczeństwo kotła.
Dla przykładu nowy blok węglowy B11 o mocy 1 075 MW w Kozienicach produkuje od 19 grudnia 2017 r. ok. 8 TWh energii elektrycznej rocznie, co daje średnią efektywną moc roczną 913 MW a więc **85 % mocy zainstalowanej** przy dyspozycyjności rocznej w eksploatacji rzędu 97 %:

1 075 [MW] (moc nominalna) → 913 [MW] (średnia efektywna moc roczna) → 97 [%] (dyspozycyjność roczna w eksploatacji)

Wniosek podsumowujący jest taki, że **źródła wiatrowe jak i źródła fotowoltaiczne są tylko imitacją normalnych elektrowni cieplnych**.

Potrafią je naśladować z wydajnością tylko 27,2 - 26,7 [%] (wiatrowe) i 15,7 [%] (fotowoltaiczne).

(W krajowym systemie elektroenergetycznym pracuje jeszcze 56 bloków podkrytycznych klasy 200 MW (44 na węglu kamiennym, o sprawności **32 – 33 %**) i stanowią one znaczny majątek wytwórczy. Kiedy je budowano były dedykowane do pracy podstawowej z zakresem zmiany obciążeń od 75 do 100% i nikt nie sądził, że trzeba je będzie odstawiać z innych powodów niż stany awaryjne i remonty. Teraz się nimi wachluje w „te i abarot” - jak wyjdzie słońce zza chmur lub jak powieje wiatr – szybciej zużywając je technicznie i dodatkowo smrodząc przy każdym rozruchu.)

Jak widzimy na podstawie prawdziwych danych z PSE - to praca źródeł wiatrowych i źródeł fotowoltaicznych - jest pewna jak „UMOWA” prostego człowieka z ZUS:

„Jeżeli będziesz płacił tyle ile ci powiem,
tak długo jak ci każę,
to wtedy kiedy uznam za stosowne
dam ci tyle ile będę mógł.”
– aut. Dobromir Sośnierz (Partia WOLNOŚĆ)

3. Analiza opłacalności

3.1. Analiza nakładów na budowę elektrowni węglowych, wiatrowych i fotowoltaicznych

Analiza opłacalności elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych **ma sens tylko wtedy, jeśli przeprowadzimy ją metodą porównawczą** (zalecana jako jedyna prawdziwa metoda naukowa przez prof. Konstantego Janickiego z Uniwersytetu Warszawskiego, u którego studiował Józef Mackiewicz).

- elektrownie węglowe

Za punkt odniesienia w porównaniu posłuży nam - znienawidzona przez wszelkich eko-wariatów - elektrownia węglowa. Weźmy dwa najnowsze, supernowoczesne, nadkrytyczne (sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej na poziomie **48,9 % / 45,6** %) bloki węglowe w Kozienicach i Bełchatowie.

Dla tych dwóch inwestycji pracujących na parametrach nadkrytycznych 600-620°C mamy następujące dane:

- blok węglowy w Kozienicach o mocy P_{inst} = 1075 MW zbudowano w 2017 roku za 6,4 mld zł, co odpowiada nakładom inwestycyjnym = 5,95 zł/W mocy zainstalowanej.
- blok węglowy w Bełchatowie o mocy P_{inst} = 858 MW zbudowano w 2011 roku za 5,4 mld zł, co odpowiada nakładom inwestycyjnym = 6,28 zł/W mocy zainstalowanej.

Średni - dla tych dwóch supernowoczesnych, nowych, na parametrach nadkrytycznych 600-620°C bloków węglowych, nakład inwestycyjny jest równy **6,12 zł/W** (złotego na Wat mocy zainstalowanej).

Wg założeń projektowych czas pracy tych bloków to ponad 30 lat pracy na poziomie 87 % pracy rocznie. Faktyczny czas pracy bloków węglowych w Polsce jest znacznie dłuższy. **Czas eksploatacji jest nawet o 50% dłuższy od założeń projektowych i obecni w wielu blokach węglowych elektrowni z czasów PRL przewyższa 350 tysięcy godzin czyli 40 lat ciągłej pracy**, o czym świadczą ciągle pracujące, stare, PRL-owskie elektrownie węglowe w tym 56 bloków podkrytycznych klasy 200 MW o sprawności 32 - 33 %.

(Notabene to nowa, oddana w maju 2020, niemiecka elektrownia Datteln IV o mocy 1100 MW **zasilana węglem kamiennym** również kosztowała tyle samo jeśli chodzi o 1 Wat mocy zainstalowanej, co wymienione polskie bloki, bo 1,5 mld euro, czyli dokładnie **6,07 zł/W**.)

- elektrownie wiatrowe

Korzystając z profesjonalnego opracowania autorstwa Rafał Pesta, zamieszczonego w „Rynek Energii" – nr 1/2009 pod tytułem „*Analiza opłacalności budowy farmy wiatrowej o mocy 40 MW*" (https://www.cire.pl/pliki/2/analizabudowyfarmy.pdf) mamy potwierdzenie, że koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w roku 2008 w elektrownie wiatrowe to **6,03 zł/W**. Koszt ten jest aktualny i dzisiaj, ponieważ ogólny spadek cen w tej branży „kompensuje" inflacja tak, że koszt ten jest niejako niezmienny w czasie.

Wg innego opracowania „*Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym – przyłączanie, wpływ na system i ekonomika*", Autor: Józef Paska, Mariusz Kłos, („Rynek Energii" – nr 1/2010) koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w roku 2008 to **5,61 zł/W**.

Podobnie dla turbiny wiatrowej o mocy 30 kW na podstawie opracowania naukowego z Inżynieria Rolnicza 7(125)/2010, pt. „*Przyzagrodowa elektrownia wiatrowa źródłem taniej energii elektrycznej*", autorzy Stanisław Turowski, Rafał Nowowiejski koszt inwestycyjny jest równy **5,98 zł/W**.

Reasumując, koszt inwestycyjny elektrowni wiatrowej lądowej i węglowej jest identyczny w przeliczeniu na 1 W mocy zainstalowanej i **wynosi 6,00 zł / [W]** (sześć złotych za jeden Wat mocy zainstalowanej).

Biorąc pod uwagę rzeczywiste dane – patrz dane z **Tab. 2.1.** i z **Tab. 3.1.** oraz **WNIOSEK 2.3.** – to przy efektywnej mocy średniej zastępczej elektrowni wiatrowej:

27,2 [%] (8 mies. roku 2020) - 1 693 [MW] tj. 27,2 [%] od 6 222,060 [MW] - **Tab. 2.1.**
26,7 [%] (2019) - 1 663 [MW] tj. 26,7 [%] od 6 222,060 [MW] - **Tab. 2.1.**

do jej mocy zainstalowanej na poziomie 6 222,060 [MW] wynika, że faktyczny nakład inwestycyjny w 1 [W] mocy zainstalowanej w wiatrakach jest **równy 22,05 zł do 22,47 zł, bo:**

6,00 zł / 27,2 % = 22,06 zł
6,00 zł / 26,7 % = 22,47 zł

a więc jest aż 3,60 – 3,67 razy wyższy niż w elektrowni węglowej dla której jest on równy 6,12 zł/W, bo:

22,06 zł / 6,12 zł = 3,60
22,47 zł / 6,12 zł = 3,67

Trzeba też wiedzieć, że zupełnie inaczej się ma sprawa kosztu inwestycyjnego w przypadku wiatraków morskich. Cyt. „*Europejskim i globalnym liderem w inwestycjach w morskiej energetyce wiatrowej jest Wielka Brytania. GlobalData podaje, że przeciętny koszt inwestycji w morskie farmy wiatrowe na rynku brytyjskim wynosił w ubiegłym roku 5,152 tys. dolarów na instalowany kW, a do roku 2025 spadnie do 4,787 tys. USD/kW.*
Z kolei na drugim największym rynku morskiej energetyki wiatrowej w Europie, w Niemczech, CAPEX inwestycji w morskie wiatraki miał wynosić w ubiegłym roku średnio 4,268 tys. USD/kW i powinien spaść do 2025 r. do 3,989 tys. USD/kW. Najwyraźniejszy spadek kosztów offshore ma zanotować rynek holenderski – z 5,7 tys. USD/kW do 4,25 tys. USD w połowie przyszłej dekady." źródło: https://www.gramwzielone.pl/energia-wiatrowa/101240/tak-spadnie-koszt-inwestycji-w-morskie-farmy-wiatrowe

Po cenie kursowej NBP 3,9422 zł /1$ **koszt 1 W mocy zainstalowanej w wiatrakach morskich to 20,31 zł/W a nie 6 zł/W jak w przypadku wiatraków lądowych.**.
Biorąc to pod uwagę, faktyczny nakład inwestycyjny w 1 [W] mocy zainstalowanej **w wiatrakach morskich jest równy 22,05 zł do 22,47 zł, bo:**

20,31 zł / 27,2 % = **74,67 zł**
20,31 zł / 26,7 % = **76,07 zł**

a więc jest aż 12,20 – 12,43 razy wyższy niż w elektrowni węglowej, dla której jest on równy 6,12 zł/W, bo:

74,67 zł / 6,12 zł = **12,20**
76,07 zł / 6,12 zł = **12,43**

A więc w przypadku wiatraków morskich, jest jeszcze gorzej, niż w przypadku elektrowni PV gdzie ten współczynnik mamy równy 11,15.

Oczywiście opinia publiczna w Polsce pasiona jest mieszanką śmieciową typu, cyt. za PAP:
„Prezes PKN Orlen Daniel Obajtek szacuje koszt budowy morskich farm wiatrowych na około 12-13 mld zł. Płocki koncern rozważa budowę farm o łącznej mocy do 1200 MW.” źródło: https://biznesalert.pl/orlen-budowa-offshore-koszt-oze-energetyka/
z której wynika ten sam koszt podawany przez firmy budujące wiatraki morskie nagle staje się z 74,67 do 76,07 zł/W mocy zainstalowanej równy od 10,00 do 10,83 zł/W. Skąd te szacunki prezesa Orlenu? Ma jakiś swój kurs dolara po 0,5182 zł /1$?
Tak się robi Polakom wodę z mózgu. Można pisać co się chce i nikt z dziennikarzy tego nawet nie próbuje weryfikować - choć to tak proste. A przecież, skoro polskie firmy nie tylko, że nie mają doświadczeń w tej dziedzinie to nawet nie ma takich firm w Polsce które by miały specjalistyczny sprzęt w tym specjalizowane statki do tego typu prac, to wiadomo, że polskie wiatraki morskie będą musiały budować firmy zagraniczne które opanowały te skomplikowane technologie i dysponują odpowiednim wyspecjalizowanym wyposażeniem więc i cena będzie 5,152 $/W (20,31 zł/W) mocy zainstalowanej a nie 10 zł/W. Żenada.

- elektrownie fotowoltaiczne

Analogicznie - co do nakładów na budowę - ma sytuacja w przypadku elektrowni fotowoltaicznych.
Wg wyceny firmy Lion Energy Group Sp. z o.o. Leszczyńskie Centrum Biznesu z Leszna koszt farmy fotowoltaicznej o mocy zainstalowanej 100 kW to 571 113,60 zł. Koszt jednego zainstalowanego tam Wata wynosi więc **5,71 zł/W**.
Koszt farmy fotowoltaicznej tej samej firmy o mocy zainstalowanej 500 kW (grunt) to 2 616 517,50 zł a więc **5,23 zł/W**.
Są to koszty lekko zaniżone, bo tylko materiałowe bez montażu, uzgodnień i wielu innych czynności które firma dla instalacji 500 kW wycenia na 107 000 zł i zastrzega *„Projekt przyłącza + Okablowanie elektryczne ,puszki, korytka, bezpieczniki : dokładny koszt można określić po otrzymaniu warunków przyłącza oraz finalnym projektowaniu.”*.

Również na rządowej stronie https://mapadotacji.gov.pl/projekty/780253/ budowa farmy fotowoltaicznej o mocy do 100kW kosztuje 584 250,00 zł (dofinansowanie z UE 308 750,00 zł). I tu koszt jednego zainstalowanego Wata jest podobny i wynosi **5,84 zł/W**.

Korzystając z danych Ministerstwa Funduszy i Polityki Regionalnej ze strony: https://mapadotacji.gov.pl/projekty/?search-s=fotowoltaika&search-voivodeship=all&search-county=&search-fund=&search-program=&search-number-name-activity=&search-beneficiary=&search-title-of-project=&search-theme=&search-years=
dla 30 projektów dofinansowanych z UE (omówienie w dalszej części w rozdz. „Przykłady na patologiczne marnowanie pieniędzy poprzez „dofinansowanie” UE”) koszt jednego zainstalowanego w fotowoltaikę Wata wynosi średnio **6,53 zł/W**.

Zważywszy na powyższe przykłady i to, jak wspomniałem, że wszelkie projektowe koszty budowlane, są zwykle zaniżone w stosunku do rzeczywistych kosztów wykonania, przynajmniej o 10 – 15 % to można przyjąć średni koszt inwestycyjny nawet nieco większy niż podane w trzech przykładach 5,71 zł/W, 5,23 zł/W i 5,84 zł/W ale dla rzetelności tego nie zrobimy co pozwoli znowu z ujemną tolerancją wyliczyć rzetelnie koszt rzeczywisty. Biorą pod uwagę wspomniane **30 projektów MFiPR** mamy taki oto koszt 1 Wata mocy zainstalowanej w fotowoltaice:

(**30** projektów MFiPR x 6,53 zł/W +5,71 zł/W +5,23 zł/W +5,84 zł/W) / 33 = **6,44 zł/W**

(Co ciekawe, to w USA, prawdziwy, bo prawdziwie rynkowy koszt inwestycyjny 1 W mocy zainstalowanej w PV jest równy 6,21 $/W czyli 24,47 zł jak to np. wynika z kosztów budowy 290 MW elektrowni słonecznej "Agua Caliente Solar Project" w Arizonie, dla której całkowity koszt inwestycji wyceniony został na 1,8 mld $. I stąd mamy koszt 1 W równy: 1,8 mld $ / 290 MW = 6,21 $/W = 24,47 zł / W - po cenie kursowej NBP 3,9422 zł /1$.
Ta 4-krotna różnica w cenie 1 W mocy zainstalowanej między Polską a USA pokazuje **jaką prowizorkę odstawiają zwabieni dopłatami „z Unii” „instalatorzy” i prosumenci** w Polsce i **jak sprytnie są ukrywane inne koszty**. Widać, że czym innym jest elektrownia fotowoltaiczna ze stacjami energetycznymi, przyłączami, kosztownymi liniami przesyłowymi **a czym innym jest przykręcenie kilkunastu paneli PV na dachu domu lub innego budynku i połączenie ich pajęczyną przewodów i dodanie jakiegoś tam falownika, po to aby otrzymać „darmowe” 5 000 zł „z Unii”**. (Chińskie panele w Polsce i w USA kosztują wszak tyle samo).

Warto też wiedzieć jak są kosztowne przyłącza/linie przesyłowe do SE w przypadku dużych instalacji. Eksperci szacują, że na potrzeby elektrowni atomowej o mocy 3,2 tys. MW musi powstać 1500 km linii 400 kV. A to koszty szacowane na 1,5 mld euro. Jeżeli mają być uruchomione farmy wiatrowe na Bałtyku, to aby energia trafiła do odbiorców, musi najpierw zostać zrealizowana wielka linia wzdłuż polskiego wybrzeża – ponad 300 km – a od niej mniejsze na południe. Eksperci szacują na 200 mld zł koszty koniecznych inwestycji w polskiej energetyce. 4 mln złotych kosztuje w Polsce ułożenie 1 km (2 i ½ słupa co 400 m) linii napowietrznej 400 kV (jednotorowej).)

Tak więc w przypadku elektrowni fotowoltaicznych, przy efektywnej mocy zastępczej elektrowni fotowoltaicznej do jej mocy zainstalowanej na poziomie 9,44 [%] oznacza faktyczny koszt inwestycyjny 1 [W] mocy **równy 68,22 zł a więc 11,15 razy więcej niż w elektrowni węglowej dla której jest on równy 6,12 zł/W** bo:

6,44 zł/W / 9,44 [%] = 68,22 zł

W ten prosty sposób doszliśmy dlaczego są potrzebne dopłaty do wiatraków i szczególnie PV. Ano dlatego są potrzebne „dopłaty” (patrz wyżej na przywołanej stronie rządowej) już na poziomie mocy zainstalowanej, bo nikt przy zdrowych zmysłach nie zafundowałby sobie czegoś takiego jak **wiatrak (przepłacany 3,67 razy)** czy **elektrownia PV (przepłacana 11,15 razy)** w naszej szerokości geograficznej, w naszym klimacie.

WNIOSEK 2.4.

Rzeczywisty koszt inwestycyjny 1 [W] mocy zainstalowanej w elektrownię fotowoltaiczną jest **równy 68,22 zł a więc 11,15 razy większy niż kosztuje ten sam 1 [W] mocy zainstalowanej w elektrowni węglowej, dla której jest on równy 6,12 zł/W**.

Rzeczywisty koszt inwestycyjny 1 [W] mocy zainstalowanej w elektrownię wiatrową jest **równy 22,05 zł do 22,47 zł a więc jest 3,60 – 3,67 razy większy niż koszt tego samego 1 [W] mocy zainstalowanej w elektrowni węglowej dla której jest on równy 6,12 zł/W**.

UWAGA: z tego 1 kW mocy zainstalowanej w PV, w Arizonie, generowane jest 1 928 kWh energii elektrycznej, co jest **przeszło dwukrotnie więcej (233 %) niż w Polsce**, gdzie **wg danych PSE z 1 kW generowane jest tylko 827,08 kWh** (stosowne obliczenia będą w dalszej części opracowania).
Tak nawiasem, Polska to jednak nie Arizona. (No może poza Pomorzem - o czym był w latach ’90 reportaż telewizyjny).

Teraz pomyśl Czytelniku – kim trzeba być – żeby mówić i pisać jak minister rozwoju Jadwiga Emilewicz, która tak powiedziała (na biznesalert.pl) o elektrowni „Ostrołęka C”: „- *Eksperci wskazują, że koszt budowy bloku energetycznego Ostrołęka C* ***nie zamknie się w 6 mld zł, trzeba go dziś szacować na 8-9 mld zł*** *- powiedziała Jadwiga Emilewicz. Jak dodała, projekt budowy może wymagać korekty,* ***co związane jest z unijną polityką klimatyczną***.” Tu źródło:
https://www.eostroleka.pl/elektrownia-ostroleka-c-drozsza-niz-zakladano-koszt-8-9-miliardow-zlotych,art75322.html
Nawet gdyby koszt bloku Ostrołęka C wzrósł z powodu „*unijnej polityki klimatycznej*” o 33 – 50 % to i tak byłby prawie 10-krotnie niższy niż panele fotowoltaiczne. **Koszt tego samego 1 [W] mocy zainstalowanej w elektrowni węglowej, po korekcie „*unijnej polityki klimatycznej*”, to 8,12 – 9,12 zł/W, ale nie 68,22 zł jak w przypadku PV, czy 22,47 zł w przypadku elektrowni wiatrowych.**
Już Lenin mówił, że najważniejsze są „KADRY”! „Zaufanie jest dobre, ale kontrola jeszcze lepsza." - też Lenin. Więc kontrolujemy kadry.
Min. Jadwiga Emilewicz Ukończyła **Instytut Nauk Politycznych** na Uniwersytecie Jagiellońskim w 1998. Na **Wydziale Studiów Międzynarodowych i Politycznych** UJ otworzyła przewód doktorski. Co to wykształcenie ma wspólnego z ekonomią i energetyką to Pan Bóg raczy wiedzieć? **Tak, że pomyśl Czytelniku – jest o czym.**

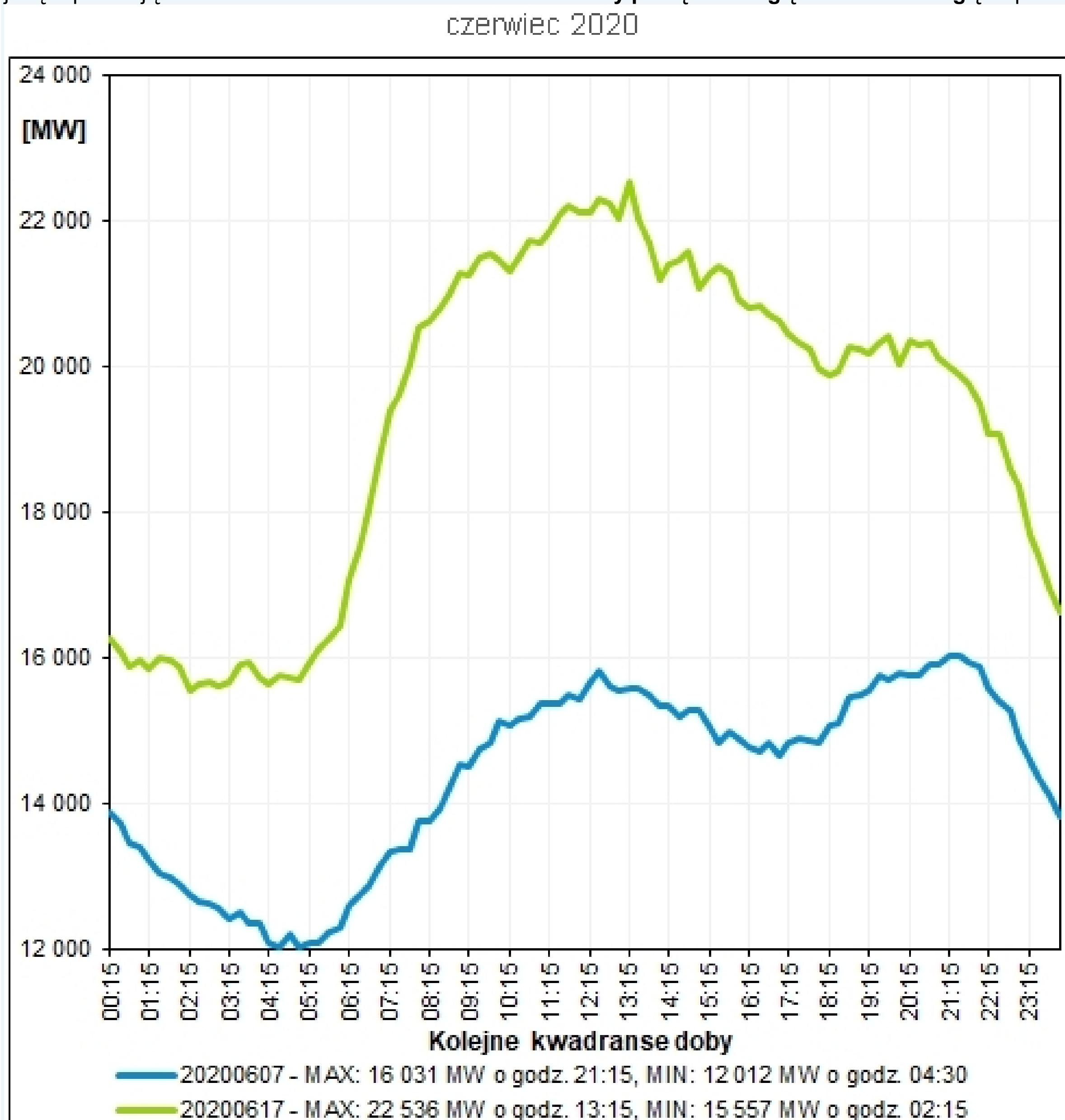
3.2. Skrzętnie ukrywane informacje o elektrowniach węglowych, wiatrowych i fotowoltaicznych

Pierwsza prawda o elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych brzmi: koszt inwestycyjny analogicznej mocy zainstalowanej w porównaniu do elektrowni węglowej jest od **3,60 – 3,67** (wiatrowa) do **11,15** (fotowoltaiczna) razy wyższy.

Druga prawda o elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych (patrz Tab. 2.1.) brzmi:
- **elektrownie wiatrowe w miesiącach letnich są zupełnie bezużyteczne,** ponieważ przez połowę tego letniego okresu pracy pracują poniżej 10 [%] mocy zainstalowanej!
- **elektrownie fotowoltaiczne w miesiącach zimowych są równie bezużyteczne** (PSE publikuje dane od 10 kwietnia 2020 r.) ponieważ w okresie listopad/grudzień/styczeń/luty pracują od 1 do 10 [%] mocy zainstalowanej!
- elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne - w szczególności jeśli w ogóle pracują - to w zdecydowanej większości swego czasu pracy, **pracują znacznie poniżej 50 [%] mocy zainstalowanej**.

Trzecia prawda o elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych - na podstawie powyższych danych PSE - brzmi:
- oba te typy elektrowni – ze względu na ich charakter pracy typu „**pracują kiedy chcą**" powodowany porą roku, stanem wiatru, zachmurzenia itp. **zupełnie nie nadają się na trwały element systemu elektroenergetycznego**.

System elektroenergetyczny to jest pewność zasilania dostosowana do zmiennych potrzeb odbiorców (zmiennych w cyklu dobowym, tygodniowym jak nieznacznie sezonowym) a nie przypadkowość związana z wiatrem, słońcem i chmurami jaką zapewniają elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne. **Odbiorcy płacą za energię a nie za ideologię!** – patrz **Rys. 3.1.**



Rys. 3.1. Przykładowe obciążenie dobowe w polskim systemie energetycznym w czerwcu 2020. (kolor zielony – dzień, niebieski – noc).

Przedstawione trzy tezy/prawdy, dodatkowo zobrazowano w formie danych liczbowych, w poniższych tabelach: **Tab. 3.1.** i **Tab. 3.2.**

	Miesiąc roku 2020	Generacja źródeł wiatrowych w przeliczeniu na moc ciągłą w [MW]	Moc zainstalowana na w [MW]	Procentowe średnie za miesiąc wykorzystanie mocy zainstalowanej w [%]	Generacja źródeł fotowoltaicznych łącznie w MWh i w przeliczeniu na moc ciągłą w [MW]	Moc zainstalowana na w [MW]	Procentowe średnie za miesiąc wykorzystanie mocy zainstalowanej w [%]
1	styczeń 744 [h]	2 523	6 222	41[%]	b.d.	-	-
2	luty 696 [h]	3 075	6 222	49 [%]	b.d.	-	-
3	marzec 744 [h]	1 967	6 222	32 [%]	b.d.	-	-
4	kwiecień 720 [h]	1 675	6 222	27 [%]	307	2 109	15 [%]
5	maj 744 [h]	1 438	6 222	23 [%]	**301**	**2 109**	**14 [%]**
6	czerwiec 720 [h]	**956**	**6 222**	**15 [%]**	304	2 109	14 [%]
7	lipiec 744 [h]	1 105	6 222	17 [%]	354	2 109	16 [%]
8	sierpień 744 [h]	867	6 222	14 [%]	380	2 109	18 [%]
	1-8/ 2020 łącznie	**1 693 [MW] 27,2 %**	6 222	**27,3 [%]**	**331 [MW] 15,7 [%]**	2 109	**15,4 [%]**
	2019 średnio	**1 663 [MW] 27 [%]**	6 222	**26,7 [%]**			

Tab. 3.1. Zawiera uśrednione (za każdy miesiąc) wykorzystanie mocy zainstalowanej źródeł wiatrowych (od 01-01-2020 do 31-08-2020) i fotowoltaicznych (od 10-04-2020 do 31-08-2020) w [MW] i [%]mocy zainstalowanej.
Rekordowy uzysk sierpniowy jest zafałszowany żywiołową rozbudową instalacji prosumenckich. W sierpniu powinno być nie więcej niż w czerwcu i lipcu gdyż promieniowanie słoneczne kWh / m^2 dla tych trzech miesięcy rozkłada się wg szeregu 5,4 - 5,3 - 4,9 (procentowo 15,4% - 15,1% - 14,0% gdzie cały rok = 100%.

Gdyby nie to wypłaszczenie, **związane z ujemnym współczynnikiem temperaturowym mocy i rekordowym uzyskiem sierpniowym, zafałszowanym żywiołową rozbudową instalacji prosumenckich**, to generacja rzeczywista w przeliczeniu na moc ciągłą w [MW] – wg Tab. 3.1. stanowiąca - dla miesięcy maj - sierpień - szereg:
301 MW - 304 MW - 354 MW - 380 MW
prezentowałby się idealnie - wg rozkładu promieniowanie słoneczne kWh / m^2 - następująco:
321 MW - 373 MW - 354 MW - 328 MW

W celu sprawdzenia prawidłowości obliczeń i przedstawionych przyczyn, uwzględnimy sierpniowy przyrost mocy podany przez PSE i równy **267,024 MW** w wyliczeniu generacji źródeł fotowoltaicznych łącznie w MWh (kol. 6 w Tab. 3.1.) to produkcja energii w sierpniu, w przeliczeniu na moc ciągłą w [MW] - wg rozkładu promieniowania słonecznego - byłaby równa **250 884 MWh** a nie jak w Tab. 3.1. **282 649 MWh** i odbiegałaby od idealnego rozkładu promieniowania słonecznego równego **244 191 MWh** tylko o **6 693 MWh**, czyli o **2,74%, co świadczy o wysokiej dokładności powyższych obliczeń**.

W **Tab. 3.1.** obrazowo widać, że elektrowni wiatrowe przestają działać w lecie, pracując ze średnim obciążeniem 15 %, zaś elektrownie fotowoltaiczne mają nie tylko znikomą sprawność na poziomie 15 %, ale też produkcja energii jest „wypłaszczona”. Związane jest to z dużą ilością pochmurnych i deszczowych dni w maju – czerwcu – lipcu.
Związane jest to też – o czym się nie mówi – z **ujemnym współczynnikiem temperaturowym mocy** P_{MPP} samych ogniw PV. Współczynnik ten jest równy – 0,4151 [%/C].
Wzrost temperatury samych ogniw w ciepłych miesiącach o 45 [˚C] powyżej standardowych warunków testowych ogniw 25 [˚C], czyli wzrostu do 70 [˚C] – co dla wielu instalacji jest standardem – **powoduje dodatkowe obniżenie mocy wyjściowej aż o 18,6 [%] o czym żaden laik i decydent rządowy nawet nie słyszał**. Generacja 380 MWh w sierpniu, jest też wyjątkowa dlatego, że był to miesiąc w którym było tylko 8 pochmurnych dni na łączną ich liczbę 31.

Bardzo ciekawe zestawienie danych z PSE zawiera **Tab. 3.2.** Zawiera ona generację godzinową źródeł wiatrowych w [MW] dla przykładowo wybranych pojedynczych 5 dni w 5 kolejnych „ciepłych” miesiącach.
Kolorem czerwonym wyszczególniono godziny pracy elektrowni wiatrowych o mocy zainstalowanej 6 222 [MW], kiedy to pracowały poniżej 10 % tejże mocy zainstalowanej, kompromitując i dyskwalifikując „Zielony Ład” i tych idiotów, co go stręczą Polsce i Polakom.

Proszę spojrzeć na to okiem zdrowego rozsądku i odpowiedzieć na pytanie: po co Polsce takie elektrownie (wiatrowe) które w czasie największych obciążeń dobowych SE sięgających obecnie 22 536 MW (patrz **Rys. 3.2.**) wnoszą do systemu elektroenergetycznego **w pięciu letnich dniach po 44, 75, 42, 79, 64 [MW] mocy**, co stanowi 0,20 % - 0,33 % - 0,19 % - 0,35 % - 0,28% tegoż zapotrzebowania sięgającego **22 536 [MW]**? **Czy stręczący odeszli zupełnie od zmysłów?**

Co to za elektrownie, te wiatrowe, skoro stanowią już **6 222 [MW] mocy zainstalowanej**, **co stanowi 27,61%** przykładowego zapotrzebowania sięgającego **22 536 [MW]** w dniu 17-czerwca-2020 r. (**Rys. 3.2.**) a wnoszą jedynie **0,20 %, 0,33 %, 0,19 %, 0,35 %, 0,28%** do tych koniecznych **22 536 [MW]**?

To ma być podstawa polskich mocy wytwórczych w energetyce? Czy ci, co stręczą „Zielony Ład”, to mają Polaków za kompletnych idiotów i nie biorą pod uwagę tego, że po wprowadzeniu „Zielony Ład”, Polakom w lecie, zabraknie energii nawet do lodówek?

To co planują (i już robią) z polską energetyką rządzący, to się nie mieści w jakichkolwiek kategoriach żadnej oceny.
Czy oni choć przez chwilę zastanowili się, co będzie w sytuacji jak w tych **pięciu letnich dniach, gdzie generacja z 6 222 [MW] mocy zainstalowanej wiatraków była odpowiedni po: 44, 75, 42, 79, 64 [MW] mocy do SE:**
- z wodociągami;
- szpitalami;
- strażą pożarna;
- fermami zwierząt (tak ponoć się władza troszczy o zwierzęta);
- co będzie z życiem milionów ludzi pozbawionych prądu?
- ...
Czy ci zieloni-komuniści się nad tym kiedykolwiek zastanawiali, czy w tym szaleństwie zielono-ładowym i obłąkaniu ideologicznym im to umknęło?

Poniżej tylko mały fragmencik z tej infrastruktury wymagającej ciągłego zasilania w mieści stołecznym Warszawa:

To tylko mała cząstka Warszawy	Energia [kWh]/rok
Miasto Stołeczne Warszawa	14 545 667
Miasto Stołeczne Warszawa	529 999
Miasto Stołeczne Warszawa	50 769
MPWiK - Zakład Wodociągu Północnego	15 460 500
MPWiK - Zakład Wodociągów i Kanalizacji w Pruszkowie	7 700 000
MPWiK - Stacja Pomp Rzecznych "Czerniakowska"	17 001 000
MPWiK - Zakład Wodociągu Centralnego - Stacja Filtrów	26 064 000
MPWiK - Zakład Wodociągu Praskiego	14 844 000
MPWiK - Stacja Pomp Kanałowych "Żerań"	5 988 500
MPWiK - Stacja Strefowa "Białołęka"	7 218 500
MPWiK - Oczyszczalnia Ścieków "Czajka"	37 116 000
MPWiK - Stacja Pomp Kanałowych "Marymont"	408 500
MPWiK - Stacja Pomp Kanałowych "Powiśle"	2 596 000
MPWiK - Stacja Pomp Kanałowych "Nowodwory"	786 500
MPWiK - Stacja Pomp Kanałowych "Saska Kępa I"	1 342 500
MPWiK - Oczyszczalnia Ścieków "Południe"	20 780 000
MPWiK - Pompownia Strefowa "Marymont Skarpa"	1 675 500
MPWiK - Pompownia Ścieków "Saska Kępa II"	712 500
łącznie	**174 820 436**

Zestawienie 3.1. Zestawienie rocznego poboru energii dla małego fragmentu wrażliwej infrastruktury dużego miasta Warszawy.

Jak wynika z zestawienia (**Zestawienie 3.1.**) poboru energii, to tylko ta niewielka cząstka wrażliwej infrastruktury miasta Warszawy, potrzebuje łącznie **19,96 MW mocy ciągłej** do jej zasilania, mocy pobieranej przez cały rok, 24/24 każdego dnia.
Zważywszy na większe zapotrzebowanie w ciągu dnia (**Rys. 3.2.**), kiedy to wiatraki się lenią, moc ta w szczycie południowym **z całą pewnością przekracza 30 MW**.
Jak zasilą to-to wiatraki tylko w jednym mieście, skoro o godzinie 14 dnia 2020-04-08 generują tylko 44 MW mocy **(Tab. 3.2.)**?
Nawet jakby przyjąć, że tych wiatraków nabudowano 5x więcej, a więc 5 x 6 222 MW = **31 110 MW** to co to da?
Nawet przy takie mocy zainstalowanej w wymienionych dniach moc generowana – licząc proporcjonalnie co w tym przypadku jest w pełni uzasadnione – byłoby to odpowiednio: 220, 375, 210, 395, 320 MW.
Przecież nawet taka przeskalowana do **31 110 MW** moc - **220, 375, 210, 395, 320 MW** – generowana z hipotetycznych **31 110 MW** nie zasili nawet 600 polskich szpitali, które nie będą miały wody. Czy ktoś sobie zdał z tego sprawę?

A co z kopalniami, które zostaną zalane, co z górnikami, którzy pozbawieni powietrza, nie będą mogli wyjechać na powierzchnię? A co ...? A co ...? A co ...? A co ...? A co ...? A co ...? A co ...? A co ...? A co ...? ...

Dodam jeszcze, że nawet jak system jest sprawny to jego **odbudowa (uruchomienie na nowo) to czas rzędu 8 godzin do dwóch dni,** co przećwiczono w USA i na świecie już wielokrotnie. Tu lista tylko technicznych blackoutów z powodu awarii:
- USA i Kanada, 9 listopada 1965, 30 mln ludzi
- USA i Kanada, 14 sierpnia 2003, 50 mln ludzi
- Włochy, 28 września 2003, 57 mln ludzi
- Turcja, 31 marca 2015, 70 milionów ludzi
- Brazylia i Paragwaj, 10 listopada 2009, 87 milionów ludzi
- Brazylia, 11 marca 1999, 90 milionów ludzi
- Indonezja, 2005, 100 milionów ludzi
- Pakistan, 26 stycznia 2015, 140 milionów ludzi
- Indie, 2 lutego 2001, 230 milionów ludzi
- Indie, 31 lipca 2012, 620 milionów ludzi

Ile tysięcy ludzi zginie przy takim	Data	Generacja godzinowa źródeł wiatrowych w [MW]	Data	Generacja godzinowa źródeł wiatrowych w [MW]]	Data	Generacja godzinowa źródeł wiatrowych w [MW]	Data	Generacja godzinowa źródeł wiatrowych w [MW]	Data]	Generacja godzinowa źródeł wiatrowych w [MW]
1	2020-04-08	1 215	2020-05-04	831	2020-06-15	808	2020-07-17	606	2020-08-20	494
2	2020-04-08	1 012	2020-05-04	779	2020-06-15	662	2020-07-17	586	2020-08-20	448
3	2020-04-08	806	2020-05-04	705	2020-06-15	553	2020-07-17	475	2020-08-20	361
4	2020-04-08	697	2020-05-04	546	2020-06-15	500	2020-07-17	461	2020-08-20	350
5	2020-04-08	506	2020-05-04	461	2020-06-15	401	2020-07-17	450	2020-08-20	347
6	2020-04-08	364	2020-05-04	357	2020-06-15	267	2020-07-17	395	2020-08-20	307
7	2020-04-08	333	2020-05-04	274	2020-06-15	140	2020-07-17	293	2020-08-20	281
8	2020-04-08	276	2020-05-04	181	2020-06-15	50	2020-07-17	141	2020-08-20	189
9	2020-04-08	186	2020-05-04	75	2020-06-15	42	2020-07-17	83	2020-08-20	74
10	2020-04-08	64	2020-05-04	85	2020-06-15	56	2020-07-17	79	2020-08-20	64
11	2020-04-08	47	2020-05-04	147	2020-06-15	78	2020-07-17	100	2020-08-20	83
12	2020-04-08	57	2020-05-04	197	2020-06-15	84	2020-07-17	118	2020-08-20	104
13	2020-04-08	62	2020-05-04	244	2020-06-15	141	2020-07-17	119	2020-08-20	117
14	2020-04-08	44	2020-05-04	325	2020-06-15	160	2020-07-17	129	2020-08-20	129
15	2020-04-08	46	2020-05-04	207	2020-06-15	144	2020-07-17	155	2020-08-20	153
16	2020-04-08	63	2020-05-04	272	2020-06-15	182	2020-07-17	196	2020-08-20	151
17	2020-04-08	77	2020-05-04	183	2020-06-15	145	2020-07-17	230	2020-08-20	178
18	2020-04-08	73	2020-05-04	232	2020-06-15	145	2020-07-17	221	2020-08-20	174
19	2020-04-08	80	2020-05-04	308	2020-06-15	159	2020-07-17	194	2020-08-20	147
20	2020-04-08	164	2020-05-04	301	2020-06-15	158	2020-07-17	160	2020-08-20	217
21	2020-04-08	384	2020-05-04	359	2020-06-15	203	2020-07-17	186	2020-08-20	419
22	2020-04-08	716	2020-05-04	489	2020-06-15	226	2020-07-17	316	2020-08-20	594
23	2020-04-08	1 260	2020-05-04	667	2020-06-15	259	2020-07-17	430	2020-08-20	656
24	2020-04-08	1 734	2020-05-04	715	2020-06-15	249	2020-07-17	458	2020-08-20	696

Tab. 3.2. Zawiera generację godzinową źródeł wiatrowych w [MW], dla przykładowych pojedynczych dni w 5 kolejnych „słonecznych” miesiącach, z wyszczególnieniem kolorem czerwonym godzin pracy, poniżej 10 % mocy zainstalowanej równej 6 222 [MW].
(Patrząc przez analogię na generację 44 [MW] z dnia 2020-04-08 o godz. 14:00 np. na jazdę samochodem po autostradzie można **można zauważyć, że ta nikła wartość 44 [MW] do całej mocy zainstalowanej 6 222 [MW] (0,71 %) to tak jak prędkość 1 [km/h] do maksymalnej prędkości na autostradzie, równej 140 [km/h]**. Prawda, że interesujące?)

WNIOSEK 3.1.

Dane rzeczywiste zaprzeczają powszechnie eksponowanemu poglądowi, że elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne rozwiązują problem wzrostu obciążenia klimatyzacją w lecie. Jak widać z **Tab. 2.1.** to elektrownie wiatrowe w gorących miesiącach, kiedy to klimatyzacja pracuje non-stop, zapewniają miesięcznie po kilkanaście godzin pracy z mocą około 50 % mocy zainstalowanej, **z czego połowa w godzinach nocnych**!

Połowa ich czasu pracy w lecie to generacja poniżej 10 % mocy zainstalowanej. Szczególnie z **Tab. 3.2.** widać bezsens tego twierdzenia, skoro przez całe letnie dni, generacja elektrowni wiatrowych stanowi około 0,5 do 4 % ich mocy zainstalowanej.
Dane z **Tab. 3.2.** pokazują problem obrazowo i dogłębnie. Przykładowo wybrano pięć dobowych rozkładów z generacji elektrowni wiatrowych, po jednym dniu z każdego miesiąc. Wybrano dla kolejnych miesięcy od kwietnia do sierpnia, gdzie to widać „jak na dłoni”, że w godzinach **kiedy to klimatyzacja pracuje na 100 % (od 8:00 do 20:00), to akurat wtedy wiatraki mają „dołek” w generacji i to dołek sięgający praktycznie ZERA ICH MOCY ZAINSTALOWNEJ(!)**, bo **czymże jest generacja poniżej 0,5 % mocy zainstalowanej w ciągu dnia?**

Analogiczna sytuacja dotyczy elektrowni fotowoltaicznych. Zapewniają one miesięcznie po 2 -3 doby pracy z mocą większą od 50 % ich mocy zainstalowanej. I to wszystko.
Co więcej to nawet w najlepszych ekspozycyjnie warunkach a więc maju, czerwcu, lipcu i sierpniu zdecydowana **większość godzin ich pracy, to uśredniony wynik poniżej 10 % znamionowej mocy zainstalowanej**.

Elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne nie rozwiązują żadnego problemu wzrostu obciążenia klimatyzacją w lecie. To jeden z wymyślonych i powtarzanych na okrągło zabobonów do celów zielono-komunistycznej propagandy.

Prawda o elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych brzmi:
- to, że elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne rozwiązują problem wzrostu systemu obciążenia klimatyzacją w lecie **to czysty zabobon Komisji Europejskie i jej nierozumnych popleczników**. To zupełne dyletanctwo i czysty analfabetyzm techniczny na poziomie przedszkolaka.

To, że elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne rozwiązują problem wzrostu obciążenia klimatyzacją w lecie to **zwykły mit nie mający powiedzenia w rzeczywistych, oficjalnych danych PSE**. – patrz **Tab. 3.2.**

Żeby być w pełni obiektywnym, należy pokazać z rzeczywistych danych PSE, jaką rzeczywistą moc mogą osiągnąć elektrownie wiatrowe, w swoich największych „porywach".

Więc pokażemy.
W zakresie ośmiomiesięcznej pracy roku 2020 - łącznie **5 831 godzin** - wystąpiło **tylko 76 godzin** (1,3 %) ich pracy, kiedy to moc generowana przez elektrownie wiatrowe osiągnęła szczytowy poziom równy około 80 % mocy zainstalowanej,

Te **76 godzin** stanowi tylko **1,3 %** z tych **5 831 godzin** – patrz **Tab. 3.3.**

Co więcej to te 76 godzin, dosyć efektywnej pracy, wystąpiło w czasie od 2020-02-09 do 2020-02-12 a więc **w przeciągu czterech dni, kiedy to w Polsce wiał niby-orkan**.

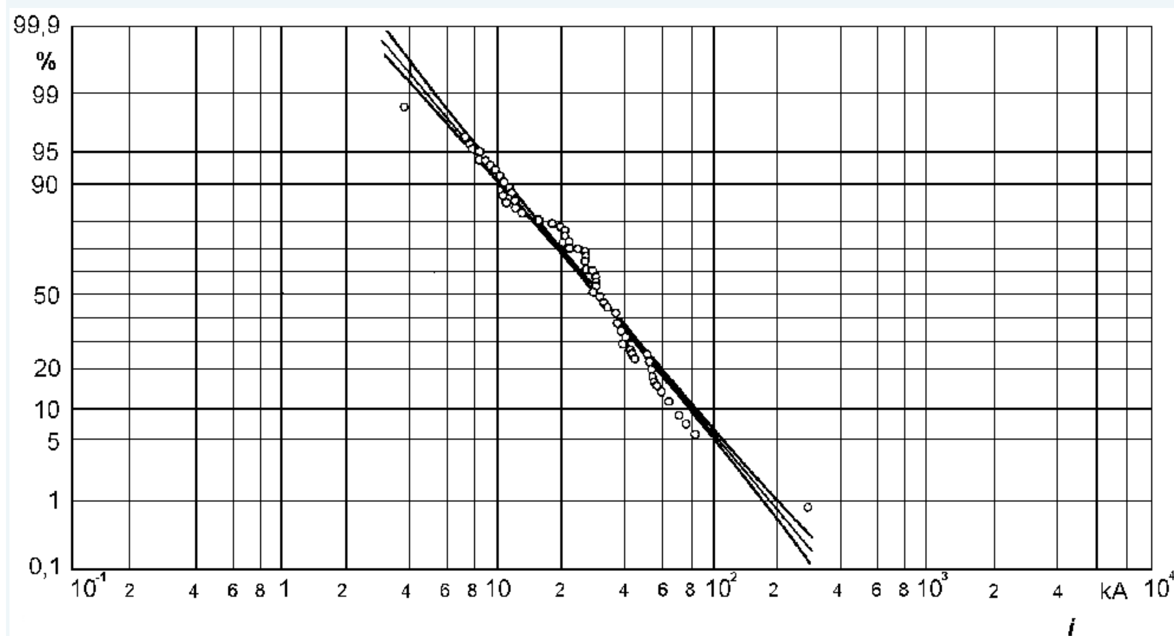
Mimo, że trafnie przewidziała go prognoza pogody z dnia 08 luty 2020 z godz. 09:28 (https://dobrapogoda24.pl/artykul/pogoda-wichura-orkan-sabina-prognoza-wiatru-opady-9-10-lutego-2020) która zapowiadała:

> *„Silny wiatr, wichura i **orkan Sabina**, opady, burze, wahania temperatury. Z tymi zjawiskami będziemy mieć do czynienia w Europie 9 i 10 lutego. Na drodze wichury jest również Polska.*
> *W niedzielę 09 i 10 w ciągu dnia silny wiatr w porywach przekraczający 100 km/h jest spodziewany nad Wielką Brytanią i Irlandią, Krajami Beneluksu, Danią, a także częściowo Francją i Niemcami.*
> *Prognozowane porywy wiatru w niedzielę 9 lutego, do godz. 14:00 to od 32 ms/ w Warszawie do 44 m/s w Gdańsku.*
> *Prognozowane porywy wiatru w niedzielę 9 lutego, do godz. 22:00 to od 46 ms/ w Warszawie do 68 m/s w Gdańsku.*
> *Prognozowane porywy wiatru w poniedziałek 10 lutego, do godz. 05:00 to od 58 ms/ w Warszawie do 81 m/s w Gdańsku"*
> (https://dobrapogoda24.pl/artykul/pogoda-silny-cyklon-europa-ryzyko-wichur-orkanu-16-17-lutego-2020)
> *„Silna **cyrkulacja strefowa** w najbliższych dniach nadal będzie kształtować warunki pogodowe w Europie i Polsce. Po przejściu cyklonu Sabina naszą uwagę skupiają wstępne **prognozy** na około **16-17 lutego 2020**. **Pogoda** ponownie w tym terminie może przynieść **uderzenie wichury**, a nawet orkanu w co najmniej kilku europejskich krajach."*

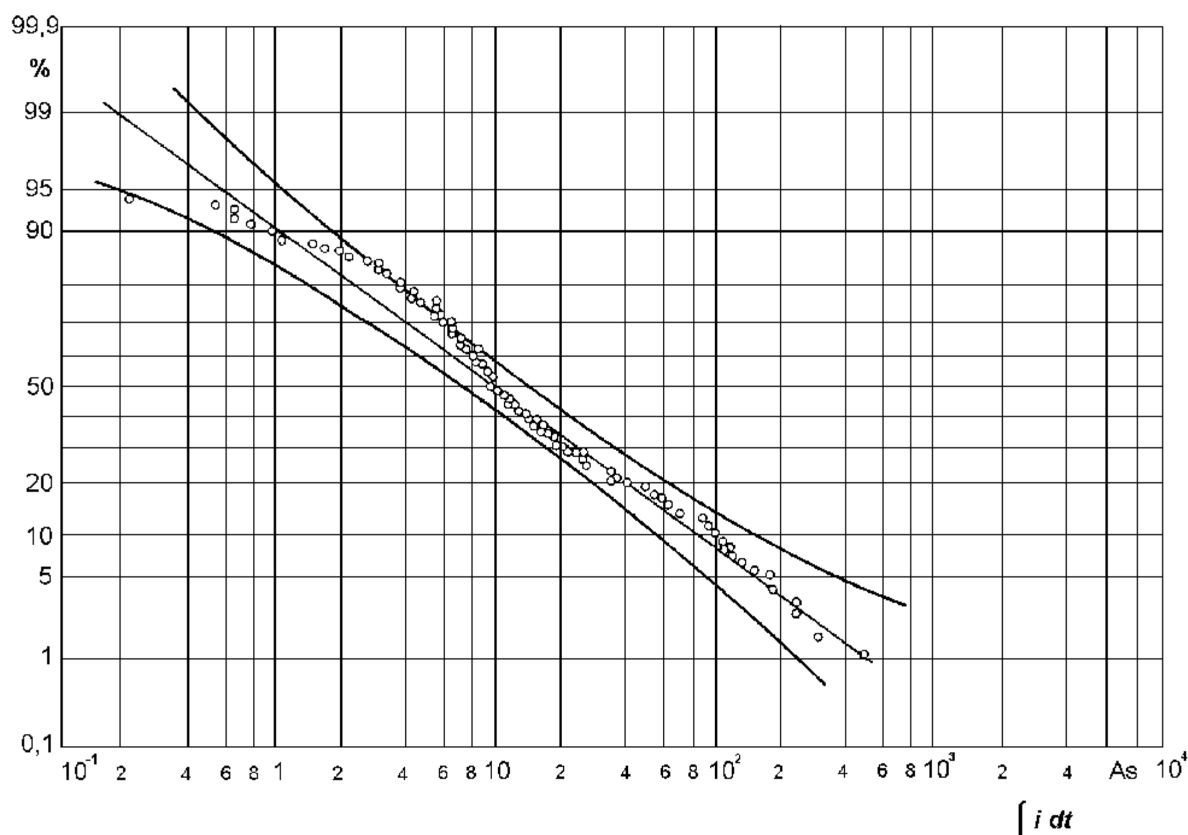
to trzeba zauważyć, że takie zjawisko występuje w Polsce raz na wiele lat, jak np. orkan Cyryl ze stycznia 2007 roku, czy orkan Ksawery z grudnia 2013 roku **i dlatego nie mają one wpływu na produkcję energii w elektrowniach wiatrowych** a mogą jedynie dokonać „przeglądu technicznego" układów sterowania nastawianiem łopat likwidując fizycznie zaniedbane technicznie jednostki, poprzez ich powalenie na ziemię, czy też destrukcję turbiny wiatrowej – co zostanie omówione w dalszej części opracowania, w rozdz. o tym jak to wiatraki kończą swój żywot, gdzie też zostanie pokazana ogólna zasada oparta na rzeczywistych przypadkach:

Zasada 3.1.

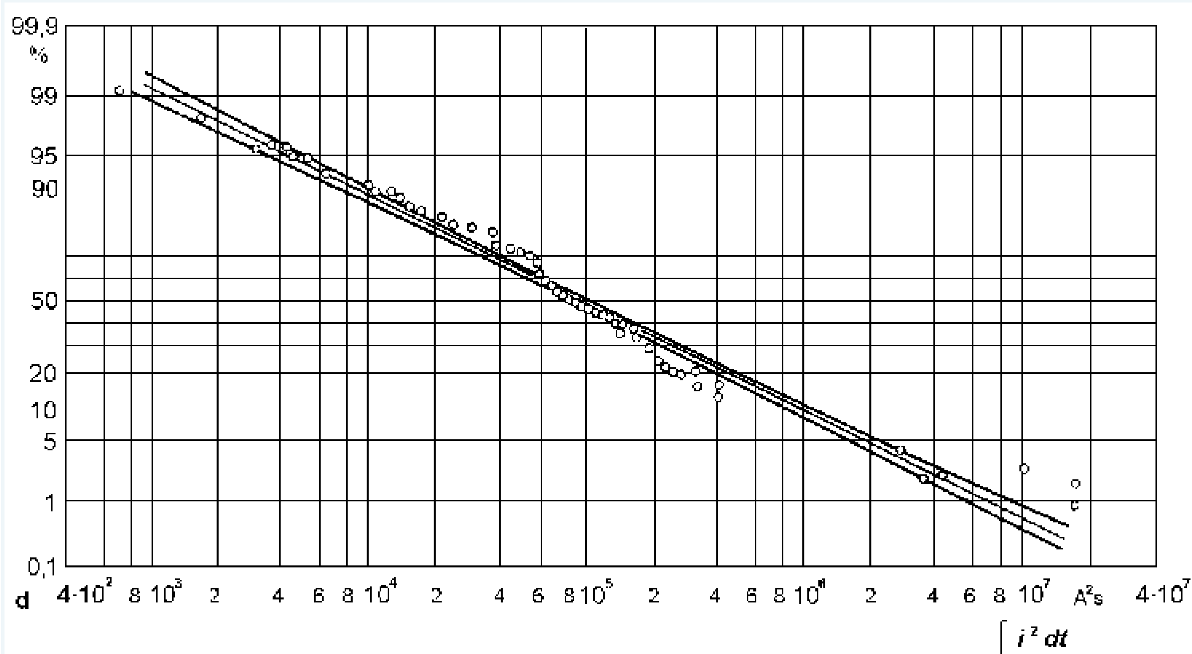
Wystarczy jeden mocniejszy, gwałtowny podmuch wiatru, lub jedno celne, większe od średniego, wyładowanie piorunowe w węglowo-kompozytową końcówkę łopaty... i po wiatraku.



Rys. 3.2. Rozkłady parametrów prądu piorunowego. Prąd kanału piorunowego od 4 do 300 kA. W laboratorium na Pałacu Kultury im. Józefa Stalina na początku lat '90 zmierzono prąd piorunowy ok. 500 kA ... i zabrakło skali dla ciągle narastającego prądu i czym świadczyła linia prosta.



Rys. 3.3. Rozkłady parametrów prądu piorunowego. Ładunek przenoszony prądem pioruna, całka ∫ i dt odpowiedzialny jest za stopienie obiektu łukiem wyładowania. Przepływający ładunek wyładowania od 0,2 do 500 [C] a więc różnica między skrajnymi przypadkami aż 2 500 razy.



Rys. 3.4. Rozkłady parametrów prądu piorunowego. Całka ∫ i^2 dt - całka Joule'a – energia wydzielona w postaci ciepła w torze prądowym w czasie wyładowania. Określa nagrzewanie przewodów i sił występujących w trafionym obiekcie. Źródło: trzy w/w rysunki to materiały DEHN POLSKA sp. z o.o. na podstawie opracowania prof. Bergera z pomiarów na górze San Salwador w Szwajcarii.

Jak widać z rysunku, piorun piorunowi nie równy. Mogą się różnić między sobą aż 500 000 razy w sile działania. Punkty w prawej połowie tych trzech rysunków oznaczają – w przypadku wyładowania w łopatę – koniec wiatraka.

(wiatraki lądowe pracują przy wietrze od 3 – 5 do 12 – 16 m/s (prędkość wyłączenia < 25 m/s ze względu na zagrożenie mechaniczne konstrukcji, dla przykładu dla elektrowni wiatrowej Goldwind GW 87/1500 o mocy 1,5 MW prędkość wyłączania jest równa 22.0 m/s) zaś morskie od 4 do 25 m/s)

Lp.	Data	Godzina doby	Generacja godzinowa źródeł wiatrowych w [MW]]	-	Lp.	Data	Godzina doby	Generacja godzinowa źródeł wiatrowych w [MW]]
1	2020-02-02	8	5 025	-	⇙ cd. z lewej kolumny od dołu			
2	2020-02-02	9	5 039	-	9	**2020-02-12**	11	5 126
3	2020-02-02	10	5 182	-	10	**2020-02-12**	12	5 148
4	2020-02-02	11	5 182	-	11	**2020-02-12**	13	5 112
5	2020-02-02	12	5 123	-	12	**2020-02-12**	14	5 177
				-	13	**2020-02-12**	15	5 030
1	**2020-02-09**	18	5 077	-	14	**2020-02-12**	16	5 027
2	**2020-02-09**	19	5 108	-	15	**2020-02-12**	20	5 026
3	**2020-02-09**	20	5 106	-	16	**2020-02-12**	21	5 049
4	**2020-02-09**	23	5 051	-	17	**2020-02-12**	22	5 039
5	**2020-02-09**	24	5 006	-	18	**2020-02-12**	23	5 037
				-	19	**2020-02-12**	24	5 063
1	**2020-02-10**	13	5 083	-				
2	**2020-02-10**	14	5 143	-	1	2020-02-16	12	5 054
3	**2020-02-10**	15	5 064	-	2	2020-02-16	13	5 085
4	**2020-02-10**	16	5 156	-	3	2020-02-16	14	5 154
5	**2020-02-10**	17	5 098	-	4	2020-02-16	15	5 190
6	**2020-02-10**	18	5 180	-	5	2020-02-16	16	5 175
7	**2020-02-10**	19	5 231	-	6	2020-02-16	17	5 232
8	**2020-02-10**	20	5 189	-	7	2020-02-16	18	5 280
9	**2020-02-10**	21	5 146	-	8	2020-02-16	19	5 331
				-	9	2020-02-16	20	5 228
1	**2020-02-11**	14	5 080	-	10	2020-02-16	21	5 200
2	**2020-02-11**	15	5 133	-	11	2020-02-16	22	5 190
3	**2020-02-11**	16	5 121	-	12	2020-02-16	23	5 212
4	**2020-02-11**	17	5 072	-	13	2020-02-16	24	5 181
5	**2020-02-11**	18	5 024	-				
6	**2020-02-11**	19	5 113	-	1	2020-02-17	1	5 004
7	**2020-02-11**	20	5 132	-	2	2020-02-17	2	5 030
8	**2020-02-11**	21	5 191	-	3	2020-02-17	3	5 049
9	**2020-02-11**	22	5 239	-				
10	**2020-02-11**	23	5 222	-	1	2020-02-22	13	5 030
11	**2020-02-11**	24	5 218	-	2	2020-02-22	14	5 079
				-	3	2020-02-22	15	5 121
1	**2020-02-12**	1	5 185	-	4	2020-02-22	16	5 069
2	**2020-02-12**	2	5 163	-	5	2020-02-22	17	5 144
3	**2020-02-12**	3	5 170	-	6	2020-02-22	18	5 195
4	**2020-02-12**	4	5 181	-	7	2020-02-22	19	5 201
5	**2020-02-12**	5	5 150	-	8	2020-02-22	20	5 223
6	**2020-02-12**	6	5 032	-	9	2020-02-22	21	5 166
7	**2020-02-12**	9	5 040	-	10	2020-02-22	22	5 146
8	**2020-02-12**	10	5 086	-	11	2020-02-22	23	5 126
cd. w prawej kolumnie od góry ⇗					12	2020-02-22	-	5 025

Tab. 3.3. Zawiera zmierzoną przez PSE maksymalną generacja godzinową źródeł wiatrowych w [MW] na maksymalnym jej poziomie równym 86 % mocy zainstalowanej (maksymalnej wydajność) w dniu 2020-02-16 o godz. 19 kiedy to moc średnia godzinowa osiągnęła maksymalną wartość równą 5 331 [MW] z zainstalowanych 6 222,060 [MW].

W całym roku 2019 - łącznie 8 760 godzin - wystąpiło tylko 19 analogicznych godzin, kiedy to moc osiągnęła szczytowy poziom równy około 80 % mocy zainstalowanej (max = 85,68% / 5 331 MWh w dniu 2020-02-16 o godz. 19), co stanowi zaledwie 0,02 % z 8 760 godzin.

Z tych 19 aż 9 godzin - a więc prawie połowa - wystąpiło w ciągu jednego dnia - 2019-03-05.

Co więcej, to przy występowaniu porywów wiatru, pojawiają się różne problemy jak np. duże chwilowe wartości mocy turbiny wymagające przeciążenia generatora nawet do 170% mocy znamionowej – patrz artykuł w „PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY”, NR 5/2018 - *„Sterowanie małą elektrownią wiatrową z wykorzystaniem efektu przeciągnięcia”* - Zbigniew KRZEMIŃSKI, Janusz SZEWCZYK, Elżbieta BOGALECKA – tu źródło: http://pe.org.pl/articles/2018/5/19.pdf

Do problemów przeciążeń i stabilności SE nawiążemy szerzej w dalszej części opracowania, cytując w tej dziedzinie opracowania najwybitniejszych polskich uczonych z Politechniki Warszawskiej i Gdańskiej.

WNIOSEK 3.2.
Elektrownie wiatrowe, nawet przy najsilniejszym wietrze na całym obszarze kraju, który zagraża ich fizycznemu istnieniu, nie są zdolne do pracy ze 100 % mocą znamionową (wydajnością maksymalną) **co jest z kolei normalnym ciągłym stanem pracy dla bloków węglowych**.

Co więcej, to te kilkudniowe, (na przestrzeni całego roku) 84 - 85 % wydajności elektrowni wiatrowych (w nadzwyczajnych warunkach wiatrowych), **należy potraktować jako pracę incydentalną, bez jakiegokolwiek znaczenia dla krajowego systemu energetycznego.**

Pracę, która w swych „porywach", może jedynie prowadzić do zakłócenia stabilności (nawet) całego SE (systemu elektroenergetycznego), do jego blackout - jak to już miało miejsce w Niemczech.
Może też zagrozić konstrukcji wiatraków, w przypadku zakłócenia w sterowaniu łopatami, tych gigantycznych wirników.
Wiatrak w którym uległ awarii mechanizm sterowania łopatami – lub nie nadążył ze sterowaniem w czasie silnego wiatru – ulega zawsze zniszczeniu.

Chodzi tu o te nieprzewidziane, 170% szarpnięcia mocy chwilowej turbiny i generatora o których napisali Zbigniew KRZEMIŃSKI, Janusz SZEWCZYK, Elżbieta BOGALECKA, które to szarpnięcia przy dużej ilości elektrowni wiatrowych i nałożeniu się tych „szarpnięć" w czasie stanowią realną groźbę utraty stabilności systemu elektroenergetycznego i **jego blackout - jak to już miało miejsce w Niemczech**.

Jaki to jest poważny problem techniczny, niech świadczy proste porównanie: turbina pracuje przy wietrze 10 m/s z mocą 1000 jednostek. Przychodzi niewiele znaczący dla człowieka powiew 15 m/s. Dla turbiny jest to wyzwanie, bo jej moc zależna od 3-ciej potęgi prędkości wiatru rośnie nagle do 3 375 jednostek a więc **o 376 %!**

Jest to ich wielki problem. I to problem nie mający (na razie) rozwiązania technicznego przez najtęższe umysły. Wg mnie ten problem jest w ogóle nierozwiązywalny, tym bardziej, że wiatr może nagle powiać i z 60 m/s a wtedy moc strumienia wiatru rośnie nagle do 216 000 jednostek czyli o 21 000 %. Taki przypadek jest oczywiście mało prawdopodobny, ale np. na Podkarpaciu jest możliwy.

(W dalszej części pokażemy takie realne przypadki, jako cytaty z prac naukowych polskich uczonych.)

Reasumując, elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne zupełnie nie nadają się na podstawowe źródło w systemie elektroenergetycznym, ze względy na ich zupełnie przypadkowy charakter pracy, zarówno w obrębie roku jak i w obrębie pojedynczej doby a szczególnie pojedynczych minut i sekund!
(W dalszej części pokażemy takie realne przypadki, jako cytaty z prac naukowych polskich uczonych.)

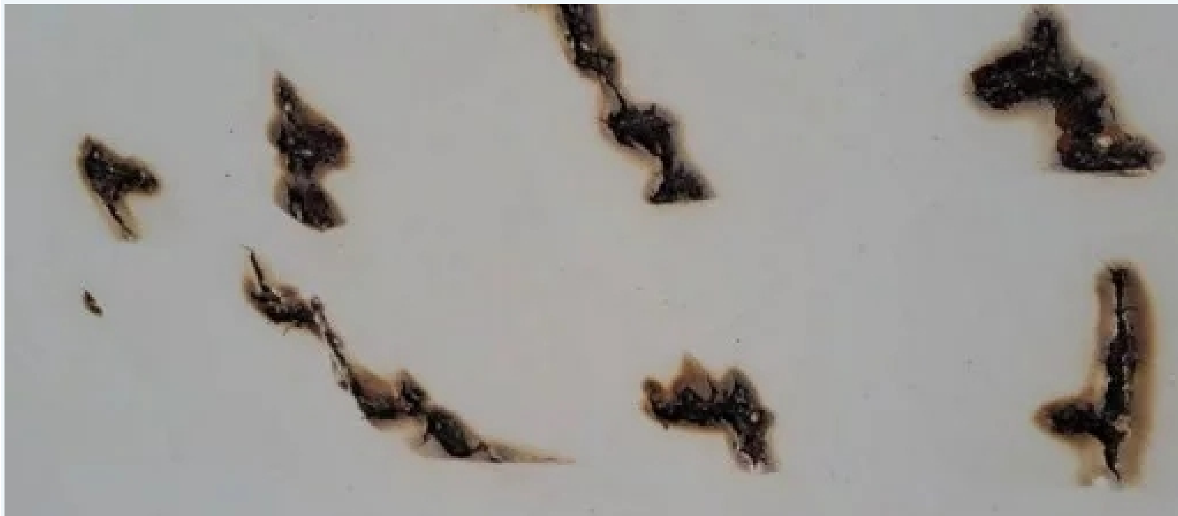
Sam zaś przypadkowy charakter ich pracy stwarza – po przekroczeniu pewnego progu ilościowego – bardzo poważne problemy regulacji mocy w systemie elektroenergetycznym a nawet jego stabilności. Niemcy już dawno temu stwierdzili, że ten próg to 40 % mocy systemu elektroenergetycznego i nie wolno go przekraczać, bo **blackouty będą codziennością** (o czyn Niemcy się już raz przekonali).

4. Wady technologiczne samoistne i ułomności systemowe elektrowni fotowoltaicznych i wiatrowych

4.1. Zacienienia i hot-spoty instalacji fotowoltaicznej

Dużym problemem, występującym w czasie eksploatacji paneli fotowoltaicznych, jest ich spadek mocy spowodowany chwilowym zacienieniem np. przez spadające liście, ptasie odchody, rzucany cień (komin, drzewo), przykrycie śniegiem, itp. Spadek mocy całej instalacji zależy w tym wypadku od topologii sieci szeregowo-równoległych połączeń paneli w całej instalacji.
Przy połączeniu szeregowym ogniw i paneli zacienienie tylko jednego ogniwa w całym panelu powoduje, że cały panel fotowoltaiczny będzie pracował tak, jak zacieniony obszar a prąd płynący przez panel sprowadzany jest do zredukowanego prądu płynącego przez zacienione ogniwo, **w wyniku czego wartość prądu spada czasami niemal do zera** a tak niedoświetlony panel szybko ulega przegrzaniu co grozi jego uszkodzeniem.
Pewnym rozwiązaniem tego problemu jest bocznikowanie ogniw za pomocą trzech diod standardowo umieszczanych w panelach celem ich ochrony przed samo-spaleniem.

W wyniku dowolnie małego miejscowego zacienienia instalacji fotowoltaicznej powstają gorące obszary (hot-spoty/ punkty zapalne), które mają negatywny wpływ na natężenie prądu i uzysk mocy.
Hot-spoty mogą powodować poważne straty i stwarzają ryzyko pożaru. Hot-spoty to punkty o wyraźnie podwyższonej rezystancji, a zatem i temperaturze. W niektórych wypadkach mogą doprowadzić do wypalenia dziur w tylnej folii ochronnej, pęknięcia szyby, a nawet mogą spowodować pożar całej instalacji!
Hot-spoty są podstawą wymiany danego panelu a **wykryć je można jedynie kamerą termowizyjną** (lub po snującym się strumieniu dymu).
Cena badania kamerą termowizyjną wraz z raportem dla domu jednorodzinnego to koszt około 500-600 zł. Ewentualnie **prosument może kupić kamerę za ok. 15 000 zł i zrobić to samemu, jak oczywiście „otarł się” o metrologię i fizykę**.



Rys. **4.1.** Hot-spoty w kilku miejscach przepalają tylnią folią ochronną, grożąc pożarem. (za Solar Review).

Istnieje wiele powodów, dla których niektóre ogniwa wyjątkowo się nagrzewają. Mikropęknięcia, częściowe zacienienie, błędy produkcyjne, niestaranna instalacja i magazynowanie - kilka z tych czynników połączonych na raz i hot-spot się tli.

Hot-spoty wiążą się więc ze zmniejszeniem sprawności generowania energii oraz ze stratami finansowymi dla użytkownika. Jako, że moduły fotowoltaiczne charakteryzują się ujemnym współczynnikiem temperaturowym, wzrost ich temperatury powoduje dodatkowe obniżenie generowanej mocy wyjściowej, o czym już wspominano.

Aby zminimalizować występowanie gorących obszarów spowodowanych efektem zacienienia ogniwa (ang. shading effect), producenci paneli standardowo instalują w panelach (w konstrukcji panelu) 3 specjalne diody obejściowe (by-pass), przy połączeniach ogniw fotowoltaicznych już na etapie produkcji paneli. Podzielenie panelu na trzy grupy-łańcuchy ogniw, w chwili wystąpienia zacienienia jednego dowolnego ogniwa w jednym/dowolnym z trzech fragmentów tak podzielonego panelu, powoduje większe prawdopodobieństwo maksymalizacji uzysku energii, niż w przypadku panelu z jedną diodą lub jej brakiem, bo jest wyłączane selektywnie po 1/3 panelu a nie cały panel. W przypadku jakiegokolwiek zacienienia (np. plamy ptasiego łajna) nie występuje zatem sytuacja, że cały panel zostałby wyłączony z łańcucha paneli i znacząco wpływałby na całą instalację.
Ponieważ ogniwa połączone są ze sobą szeregowo, to zacienione ogniwo dla całego układu staje się rezystancją (opornikiem), a przepływający przez nie prąd z pozostałych ogniw, powoduje wydzielanego ciepła ($P = J^2 * R$) w tym zacienionym ogniwie.

Obecność prądu wstecznego w tym ogniwie, powoduje zmianę jego polaryzacji, a co za tym idzie pojawienie się ujemnego napięcia, które zmienia polaryzację diody by-pass.
Kiedy dioda zaczyna przewodzić, prąd pochodzący z niezacienionych ogniw, przepływa przez nią, wyłączając w ten sposób z układu zacieniony fragment panelu i eliminując straty mocy w całej instalacji fotowoltaicznej i możliwość pożaru panelu.

Oprócz tej najważniejszej funkcji, dioda chroni także zacienione ogniwo przed uszkodzeniami powstałymi wskutek przepływu prądu wstecznego, powodującego jego bardzo mocne nagrzewanie się i powstawanie gorących punktów panelu, tzw. hot spot'ów. W efekcie uszkodzenia (panel bez diody), po ustąpieniu czasowego zacienienia, uszkodzone ogniwo nadal powodowałoby straty mocy w instalacji PV i ewentualny pożar.

Jednym z rozwiązań tych problemów są proponowane systemy mikroinwerterów, w których każdy moduł/panel w instalacji pracuje niezależnie eliminując wpływ paneli zacienionych/uszkodzonych.

Rozwiązanie to - **dające niewielki uzysku energetyczny** - jest skomplikowane i droższe od stosowanych inwerterów grupowych obsługujących wiele paneli połączonych szeregowo i równolegle i **jako takie nie nadaje się do komercyjnych zastosowań**.

4.2. Wpływ temperatury na pracę ogniwa PV

Jest to bardzo, ale to bardzo poważny mankament fotowoltaiki. Ujemny współczynnik temperaturowy mocy PMPP samych ogniw PV jest znaczny i wynosi np. – 0,4151 [%/C].

W lecie, kiedy nasłonecznione panele PV nagrzewają się w zależności od lokalizacji i chłodzenia wiatrem **do 70-80C** to przyrost temperatury samych ogniw wynosi 55 [˚C] powyżej standardowych warunków testowych ogniw **w temperaturze odniesienia 25 [°C]** (temperatura testowa).

Taki ekstremalny **wzrost temperatury o 55 [˚C] powoduje automatyczne obniżenie mocy wyjściowej paneli o 22,8 [%] o czym żaden laik nawet nie słyszał**. Nie słyszał, bo łże-medaia musiałyby pisać np. tak: „wielka elektrownia fotowoltaiczna w Koziej Jamie nagle straciła ¼ swojej mocy i z 1 MW stała się 0,772 MW, bo wzrosła temperatura powietrza do 31 ^{o}C. Dotacje w wysokości 3 mln. otrzymali na elektrownię 1 MW więc czy będą musieli oddać prawie 1 mln. zł skoro wybudowali elektrownię o mocy 0,772 MW. Sprawę zgłoszono do CBA i prokuratury w celu wyjaśnienia”. ... a to tylko współczynnik temperaturowy mocy PMPP płata figle.
Z danych PSE odczytujemy w dwóch najlepszych ekspozycyjnie miesiącach tj. czerwcu i lipcu dwa szczyty w produkcji energii/mocy dla **2 108,90 MW** zainstalowanej mocy, równe:

- 2020-06-01 o godz. 13 moc 1341,125 MW a więc **63,59 %**
- 2020-07-30 o godz. 13 moc 1424,675 MW a więc **67,56%**

I dlatego o tym ujemnym współczynniku temperaturowym mocy PMPP ani mru-mru.
Jest to jak widać większe **obniżenie mocy wyjściowej paneli niż o te 22,8 [%], bo są widać inne przyczyny, o których napiszemy w dalszej części opracowania.**

Obrazowo pokazano to zjawisko w Tab. 4.1. Należy zauważyć, że najbardziej popularnym w zastosowaniu ogniwem PV jest ogniwo polikrystaliczne o współczynniku temperaturowym – 0,43[%/C]. Ich udział w rynku stanowi obecnie około 62 proc. Panele monokrystaliczne o współczynniku temperaturowym – 0,47[%/C] (ogniwa ich mają charakterystyczny kształt wielokątów) to 24 proc. rynku.
Obecnie w celu wyeliminowania tego mankament fotowoltaiki, szczególnie w ciepłych krajach, duże farmy fotowoltaiczne projektuje się na wodzie, gdzie panele chłodzone są od spodu taflą wody jak w zrujnowanej i spalonej japońskiej farmie w Yamakura Dam (o czyn będzie poniżej).

Typ ogniwa	**Procentowa zmiana mocy (współczynnik temp.) [%/C]**	**Moc w temp. 0ºC w [W]**	**Moc w temp. 10ºC w [W]**	**Moc w temp. 25ºC w [W]**
Monokrystaliczne	-0,47(24% rynku)	111,75	107,05	**100**
Polikrystaliczne	-0,43 (62% rynku)	110,75	106,45	**100**
CdTe	-0,25	106,25	103,75	**100**
CIS/CIGS	-0,40	110,0	106,0	**100**
Typ ogniwa	**Procentowa zmiana mocy (współczynnik temp.) [%/C]**	**Moc w temp. 40ºC w [W]**	**Moc w temp. 50ºC w [W]**	**Moc w temp. 70ºC w [W]**
Monokrystaliczne	-0,47(24% rynku)	92,95	88,25	78,85
Polikrystaliczne	-0,43 (62% rynku)	93,55	89,25	80,65
CdTe	-0,25	96,25	93,75	88,75
CIS/CIGS	-0,40	94,0	90,0	82,0

Tab. 4.1.. Generacja poszczególnych typów ogniw dla wybranych przykładowo sześciu temperatur.

Podsumowując, można stwierdzić na podstawie prawdziwych danych z PSE, że elektrownia 1 MW – **w porywach jednej godziny generacji, w najlepszych do tego miesiącach tj. czerwcu i lipcu** – osiąga jedyni moc **0,64** i **0,68 MW**.

I tylko po tym widać, że elektrownie fotowoltaiczne „to lipa”, taka sama jak Amber Gold.

4.3. Wpływ prędkości wiatru (chłodzenia) na pracę ogniwa PV

Wiatr jest czynnikiem wpływającym na zwiększenie intensywności odbierania ciepła z modułu fotowoltaicznego. To tzw. w termokinetyce konwekcja wymuszona. Bardzo skuteczne chłodzenie.

Wzrost prędkości wiatru obniża temperaturę T_C ogniw znajdujących się w modułach fotowoltaicznych, co powoduje wzrost napięcia U pracy modułu fotowoltaicznego i jednoczesny wzrost generowanej mocy maksymalnej (**ujemny współczynnik temperaturowy mocy PMPP**).

Napięcie U_{OC} ogniwa wzrasta nieliniowo wraz ze zwiększającą się prędkością wiatru. Nieliniowa zmiana napięcia U_{OC} w funkcji prędkości wiatru spowodowana jest nieliniową zdolnością obniżania temperatury T_C ogniwa fotowoltaicznego przy coraz większej prędkości wiatru. Obniżenie temperatury T_C ogniwa wywołane przez wiatr sprawia, że współczynnik sprawności η modułu fotowoltaicznego rośnie (pod warunkiem, że w wyniku wiania tego wiatru, nie zostanie zniszczona cała elektrownia, jak została zniszczona ta wielka, pływająca japońska elektrownia fotowoltaiczna, o mocy 13,7 MW w Yamakura Dam - do czego jeszcze wrócimy).

4.4. Procentowa utrata mocy (LID) ogniwa PV

Kolejny poważny mankament fotowoltaiki to procentowa utrata mocy (LID) ogniwa PV. Każdy panel fotowoltaiczny ulega stopniowemu starzeniu, co wpływa na jego wydajność mocową w [Wp].

Średnia utrata mocy w zależności od typu panelu waha się od 0,6-1,0 [%/rok].

W początkowym okresie użytkowania, strata mocy może być znacznie szybsza. Związana jest z degradacja ogniwa pod wpływem promieniowania słonecznego i nosi nazwę LID (Light Induced Degradation).
Zjawisko trwa 6-24 godzin i związane jest z łączeniem się tlenu w płytkach krzemowych z atomami boru. Im bardziej zanieczyszczony tlenem krzem tym większa utrata mocy ogniwa. W przypadku ogniwa z krzemu amorficznego degradacja przebiega jeszcze szybciej, w ciągu pierwszych 6 godzin użytkowania sprawność ogniwa obniża się nawet o 30%. Jest tzw. efekt Staeblera-Wrońskiego, dlatego producenci ogniw często podają moc ogniwa a-Si już po okresie degradacji, lub w charakterystyce ogniwa podawana jest jego początkowa sprawność. Nie zachwycajmy się wtedy wartością 122 [Wp] podczas gdy moc nominalna to tylko 100 [Wp], bo po pierwszym użyciu ogniwo nie przekroczy wartości nominalnej.

Zjawisko gwałtownej utraty mocy w przypadku ogniw amorficznych może powodować w pierwszym okresie nadprodukcję energii elektrycznej (**należy uwzględnić ten fakt w projekcie**). Ponadto ogniwa amorficzne mają tendencję do regeneracji w przypadku wzrostu temperatury, dlatego w lecie **ich moc może w przeciwieństwie do innych ogniw nawet rosnąć**, ale **szybko spadać w czasie zimy**.

Niezależnie od typu modułu producenci zapewniają (tylko zapewniają!) standardową gwarancję na moc na poziomie:
- 95% po 5 latach pracy
- 90% po 10 latach pracy
- 80% po 25 latach pracy

Są to jednak tylko zapewnienia. Gwarancja jest zazwyczaj 10 letnia. Z powodu mikrouszkodzeń, matowienia, zabrudzenia powierzchni szklanych będzie to zapewne więcej niż z samego starzenia krzemowych struktur ogniw.

Jak poinformował 07.09.2016r. portal Gramwzielone.pl, na farmie fotowoltaicznej **powstałej w okolicach hiszpańskiego miasta Toledo w 1994 roku, wymieniono wszystkie moduły w elektrowni o mocy 1 MW**.
(Hiszpańska firma Ingateam, która teraz wymieniła moduły fotowoltaiczne, zapewnia, że to najstarsza farma fotowoltaiczna w Europie.)
Wymianę modułów fotowoltaicznych poprzedziło wykonanie analizy efektywności stosowanych dotychczas modułów.

Badanie wykonane w sierpniu 2015 r. wykazało, że wydajność zamontowanych w 1994 r. modułów fotowoltaicznych **spadła od momentu uruchomienia produkcji energii o 37 proc.** A więc **w 21 lat spadek do 63 % pierwotnej sprawności a nie do 82-85% po 25 latach użytkowania**.

Z fotowoltaiką już tak jest. **Jest zawsze gorzej niż mówią dane techniczne i brzmią zapewnienia** zielonoładowych tępych i niewykształconych propagandystów, szczerze oddanych idei „Zielonego Ładu” tak jak była oddana żydowska marksistka, filozofka i socjalistka Róża Luksemburg idei swojego ukochanego komunizmu.

4.5. Wpływ elektrowni wiatrowych na zdrowie ludzi

Akurat na tym się zupełnie nie znam więc zacytuję tych co się znają:

„Zdaniem naukowców wiatraki wywierają także negatywny wpływ na zdrowie człowieka. Życie wielu ludzi mieszkających w niewielkiej odległości od wiatraków zmieniło się w piekło – także w Polsce.
Przemysłowe elektrownie wiatrowe nie mogą być traktowane jako źródło „ekologicznej energii", gdyż zanieczyszczają środowisko specyficznym i charakterystycznym tylko dla nich hałasem słyszalnym i niesłyszalnym. Hałas jest jednym z wyjątkowo uciążliwych zanieczyszczeń środowiska naturalnego. Hałas ten, z uwagi na swoją powtarzalność i składowe (infradźwięki oraz hałas o niskiej częstotliwości) jest wyjątkowo dokuczliwy. Ludzkie ucho nie potrafi przystosować się do monotonnego i powtarzalnego hałasu, co powoduje szybkie przemęczenie organizmu.

Narodowy Instytut Zdrowia Publicznego – Państwowy Zakład Higieny wymienił aż dziewięć czynników ryzyka dla zdrowia człowieka wywoływanych przez wiatraki, w tym między innymi hałas aerodynamiczny z uwzględnieniem emisji infradźwięków i jego składowych niskoczęstotliwościowych, efekt migotania cieni, promieniowanie elektromagnetyczne, możliwość odrywania się kawałków lodu od wirników czy upadku urwanej łopaty wirnika lub jej fragmentu, prawdopodobieństwo wystąpienia objawów stresu i depresji związanych z hałasem.

Życie w pobliżu farmy wiatrakowej powoduje ciężkie, nieobliczalne skutki dla ośrodkowego układu nerwowego – ostrzega profesor Jerzy Jurkiewicz, neurochirurg i neurolog, dodając, że ludzie żyjący w takich warunkach stają się agresywni lub depresyjni, kłótliwi, zmęczeni, a także gorzej pracują.
Na początku cierpią na tak zwany „zespół udręczenia wiatrakowego". Później mają alergie, zaburzenia układu krążenia, wrzody żołądka. Dochodzi do mikropęknięć w oskrzelach, a nawet do napadów padaczkowych. W efekcie życia w ciągłym stresie rozwijają się rozmaite choroby. Zdaniem profesora Jurkiewicza po pięciu latach dochodzi do zaburzeń czynności poznawczych, wyraźnego osłabienia pamięci aż do zaawansowanej demencji i choroby Parkinsona. Kobiety żyjące w pobliżu wiatraków częściej rodzą dzieci z upośledzeniem, częściej dochodzi u nich do poronień, a urodzone przez nie dzieci gorzej się rozwijają.

Człowiek zdrowy narażony na działanie wibracji, hałasu, infradźwięków i migotania przestaje bytować jako człowiek zdrowy. Człowiek już chory jest tym bardziej narażony – zaznacza prof. Jurkiewicz."

Źródło: https://www.pch24.pl/nieekologiczna-ekoenergia,64534,pch.html

Mogę tylko potwierdzić wpływ na zdrowie „*efektu migotania cieni*" ponieważ znam przypadek osoby, która w czasie podróży w autobusie, zasłabła i na chwilę straciła nawet przytomność, pod wpływem - właśnie - migotania cieni od mijanych drzew, na długim odcinku obsadzonej drzewami drogi.
Dodam, że była to osoba dorosła i zupełnie zdrowa.

5. Bezpieczeństwo pożarowe instalacji fotowoltaicznych

5.1. Pożary instalacji fotowoltaicznych

W Polsce, niestety brakuje szczegółowych danych na ten temat . Służby takie jak Straż Pożarna czy Policja, nie prowadzą oficjalnych statystyk. (Być może dlatego, że jest to wstydliwa strona instalacji słonecznych więc to nikt tego nie nagłaśnia.)

Za granicą jest trochę lepiej, **ale niewiele lepiej**. I tak, wg Fraunhofer ISE, w ciągu ostatnich 20 lat w Niemczech odnotowano 350 takowych pożarów co stanowi 0,006% na 1,4 mln instalacji.

Wg innego badania z 2015 roku, przeprowadzonego w Niemczech przez TÜV Rheinland i Instytut Systemów Energetyki Słonecznej im. Fraunhofera gdzie to sprawdzono wówczas około 1,3 mln domów wyposażonych w instalacje fotowoltaiczne odnotowano w 430 przypadkach pożarów **aż 210 incydentów mających swoje źródło w fotowoltaice**.

Podobny wydźwięk mają statystyki pochodzące z Wielkiej Brytanii, gdzie na ponad milion działających instalacji, w ciągu 7 lat odnotowano tylko **58 pożarów z powodu instalacji PV**.

Bardziej znanym przykładem pożarów jest sprawa instalacji PV na dachach 240 sklepów Walmart na 4 700 w USA, instalacji zamontowanych we współpracy ze słynną Teslą pana Elona Musk'a. W siedmiu z nich doszło do pożarów. W 2019 roku amerykańska sieć supermarketów Walmart złożyła pozew przez przeciwko Tesli.
(Dobrze, że nie założyli im założyć tego badziewia na wszystkich sklepach, bo by spalili całą tę firmę, z takim mozołem budowaną przez Samuela Waltona od 1962 roku).



Rys. 5.1. Źródło pożaru stwarzane poprzez montaż „na styk", bez dostępu do instalacji połączeniowej, bezpośrednio na dachu krytym papą sklepu Walmart. Niby Amerykanie a głupi.

Innym głośnym przypadkiem był pożar instalacji fotowoltaicznych na dachu jednego z centrów Amazona.

Co ciekawe, że Amerykańska Administracja Pożarna (The U.S. Fire Administration – USFA) nie ewidencjonuje szczegółowo pożarów spowodowanych samozapłonem instalacji solarnych – takie przypadki **są wskazywane często jako „inne".**

Dodam, że to „inne" nie tylko jest ciekawe, ale wygląda na jakąś światową zmowę, jak ta „pandemia", której na całym świecie, **tylko pan prezydent Aleksander Łukaszenaka się oparł** a nawet dał taki odpór, że faktycznie na Białorusi nie ma żadnej „pandemii", ludzie nie znają „maseczek i „społecznego dystansu". Nie znają nawet zbawiennej dla nich „kwarantanny", **ale mają za to „majdan"**. Bo jak każdy człowiek, coś mieć muszą.
A tak nawiasem, to z tym leczenie wódką wirusa Covid-19 to wcale nie są takie śmichy-chichy. W rosyjskim podręczniku medycznym już pod koniec lat '60 opisano metodę leczenia korona-wirusa przy pomocy roztworu wodnego C_2H_5OH, czyli wódki. **Nie żadnym spirytusem, tylko wódką max 45%!** To ponoć ważne, bo czysty spirytus poparzy płuca - jak ostrzegał rosyjski lekarz. Rosyjski lekarz przypomniał ostatnio o tym podręczniku i wyjaśnił, że wdychanie przez 15 – 20 min. powietrza przez gazę nasączoną wódką w cyklach 1 -2 godzinnych przez cały dzień zabija infekcję w płucach na 100% w ciągu 24 godz. tak, że zarażony następnego dnia można iść do pracy. Reasumując: wdychanie przez 15 – 20 min. powietrza przez gazę nasączoną wódką w cyklach 1 -2 godzinnych przez cały dzień. Uwaga: między kolejnymi inhalacjami przynajmniej półgodzinne (godzinne) przerwy są konieczne! jak powiedział ten rosyjski lekarz.

Co ciekawe, to o tym działaniu C_2H_5OH na spryt-wirusa wiedzą wszyscy wirusolodzy, bo jak zapewnia polski wirusolog prof. Włodzimierz Gut, do walki z wirusem najlepszy jest alkohol 70-procentowy. Jednak on zaleca go tylko do „inaktywacji wirusa na powierzchniach", czyli np. przetarcia stołu. Zdaniem „eksperta" prof. Guta „70 proc. jest najskuteczniejsze, bo rozkłada to, co powinien, a nie tworzy ochrony przez ścinanie białka", z kolei „96 proc. jest za mocny, a 45 proc. – za słaby".

Tak, że zamiast się śmiać, to warto kupić paczkę gazy i ½ litra wódki i mieć zestaw w pogotowiu. Ruscy wcale nie są tacy głupi jak mówi o nich fabryka onuc Sakiewicza (u nich nie ma ani gender, ani LGBT ani Sorosa).)

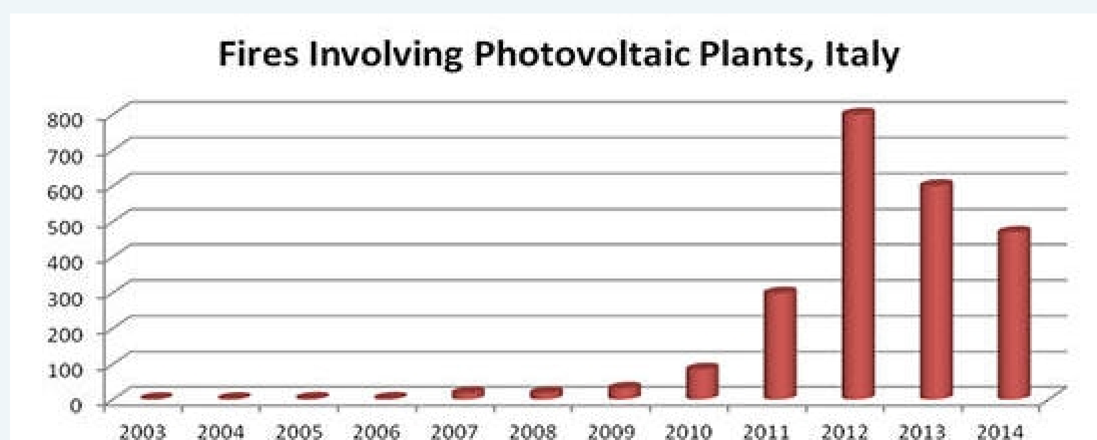
Według oficjalnych danych, od 2015 roku służby przeciwpożarowe odnotowały **155 pożarów spowodowanych samozapłonem elektrowni słonecznych**. 84 z nich dotyczyły budynków mieszkalnych, 71 lokalizacji gospodarczych. W 2017 roku administracja odnotował ich 41, w 2018 roku było 56.

Reasumując, przemysł słoneczny musi opracować standardy bezpieczeństwa budynków z zainstalowanymi instalacjami fotowoltaicznymi, aby inwestorzy i zwykli obywatele nie tracili dorobku swego życia z powodu awarii (dosłownie!) jednego ogniwa PV, które może spowodować pożar.

Z kolei we Włoszech, wg innego źródła, tylko w samym 2012 r. **wystąpiło ponad 700 pożarów instalacji słonecznych**. Widać dane te są bardzo niepewne (**celowo fałszowane?**), bo **nie może fizycznie wystąpić taka rozbieżność na ponad 4000 % w sąsiednich państwach o podobnym poziomie techniki**.

Być może, że przyczyna leży w tym, że we Włoszech istniał krótki okres, w którym właściciele budynków mieli dostęp do „publicznych zachęt" tak jak obecnie w Polsce.
Spowodowało to boom w czasie projektowania i budowy tych - w większości amatorskich projektów - z powyższym skutkiem masowych pożarów. To jest bardzo prawdopodobne.

Dostępne dane dotyczące pożarów elektrowni fotowoltaicznych we Włoszech jakby to potwierdzają – patrz poniżej **Rys. 5.2.**



Rys. 5.2. Pożary związane z instalacjami fotowoltaicznymi, dzięki uprzejmości Italian National Fire Corp, Służby Statystycznej.

Jako ciekawostkę na tym polu podam, że w przypadku pożaru dużego obszaru paneli słonecznych w Niemczech, zdecydowano się na ostrzał pola PV z ostrej amunicji. Zniszczenie płonącej instalacji w ten sposób, okazało się łatwiejsze i bezpieczniejsze niż gaszenie konwencjonalne (źródło: Dziennik Gazet Prawna).

W Polsce też mają miejsce pożary farm/instalacji fotowoltaicznych. W Wadowicach spaleniu uległy przewody i falownik instalacji, Wiślinie oraz Raciborzu pożar objął obszar 20 m na 12 m powierzchni dachu.

Powoli też rośnie świadomość zagrożenia pożarowego od instalacji PV, bo zgodnie z nową nowelizacją Ustawy o OZE, od 29 sierpnia 2019 roku zmieniły się zasady postępowania przeciwpożarowego dla systemów fotowoltaicznych o mocy ponad 6,5 kW.

Nowelizacja wprowadza obowiązek uzgodnienia pod względem zgodności z wymaganiami ochrony przeciwpożarowej urządzeń fotowoltaicznych o zainstalowanej mocy elektrycznej większej niż 6,5 kW.

Dobra psu i mucha, jak powiadają, ale nie ma w Polsce przepisów, które obligowałyby do tego, by każdy budynek mający instalację fotowoltaiczną został choćby wyposażony w gaśnicę proszkową umieszczoną w ustalonym miejscu, np. obok falownika PV a odbiór i włączenie instalacji fotowoltaicznej do państwowej sieci było poprzedzone przeglądem uprawnionego np. inżyniera elektryka - z uprawnieniami budowlanymi - zakończone jego podpisem i pieczątką pod tekstem: „dopuszcza się do eksploatacji niniejszą instalację PV bez uwag i zezwala się na podłączenie jej do sieci miejscowego zakładu energetycznego".

Jestem przeciwny wszelkim „zezwoleniom" generowanym przez socjalistyczne państwo, ale tu chodzi nie tylko o dom takiego nieszczęśnika, który się zajął od jednego ogniwa w panelu PV, ale tu **chodzi o dobro wspólne**, o to aby ten dom nie spalił całej okolicy.

Chodzi o bezpieczeństwo pożarowe a ono musi być bezwzględnie zapewnione i zachowane. Bez dwóch zdań.



Rys. **5.3.** Pożar domu w wyniku zapłonu instalacji fotowoltaicznej w Wiślinie. Zwraca uwagę montaż paneli „na styk" na poprzecznych łatach aluminiowych, **co pozbawia panele opływu powietrza i jakiegokolwiek chłodzenia ich**.

Przyczyną pożarów instalacji PV – szczególnie tych domowych – są błędy w montażu, co wynika z braku wiedzy monterów i braku fachowego nadzoru projektowo-budowlanego inżyniera elektryka z uprawnieniami budowlanymi. Ci fachowcy – często nawet bez żadnego wykształcenia elektrycznego – nigdy nie studiowali termokinetyki (nauka o wymianie ciepła) i nie słyszeli o zbawiennych skutkach **opływu powietrza w chłodzonych panelach**.

Wszystkie domowe instalacje, jakie widziałem w Internecie, montowane były na dachach domów czy garaży były posadowione na łatach mocowanych **wzdłuż połaci dachowej,** co, co prawda **pozwala bezpiecznie poruszać się monterom w czasie montażu instalacji**, ale **w eksploatacji łaty te uniemożliwiają jakąkolwiek wentylację przestrzeni między tylną stroną paneli PV a pokryciem dachowym**.

Powstaje w ten sposób w lecie bardzo gorąca poduszka powietrzna, która skutecznie niszczy izolację przewodów (każda izolacja ma swój zakres temperatur pracy), złącza połączeniowe i co ciekawe obniża o kilka-kilkanaście procent sprawność paneli słonecznych wrażliwych na wzrost temperatury o czym już wspomniano.

Kolejna kwestia to taka, że większość monterów - a i wielu projektantów (przejrzałem kilkanaście projektów z Internetu - **nie rozumie różnic w zakresie zagadnień zwarciowo-łukowych dzielących prąd przemienny AC i prąd stały DC**.

Łuk w prądzie stałym **nie ma tendencji do samoczynnego zgaśnięcia i osiąga wielokrotnie większe długości niż w prądzie przemiennym** (o czym wiedzą wszyscy spawacze użytkujący spawarek prostownikowych).

Przyczyną pożarów instalacji PV może to być **wadliwa instalacja tzw. szybkozłączek**, czy też ich niewłaściwy wybór (najtańsze).
Może to być **niewłaściwe poprowadzenie przewodów prądu stałego** (w PV występują znaczne prądy DC mogące zainicjować samopodtrzymujący się łuk elektryczny), **wykonanie nieodpowiednich przejść przez dach**, które mogą prowadzić do wzrostu temperatury przewodów i uszkodzenia izolacji a w konsekwencji do powstania łuku elektrycznego prądu stałego, bezpośredniej przyczyny pożaru.

Mogą to być **błędy projektowe, które zawierają liczne instalacje** typu brak obliczeń przekrojów przewodów DC, co przy dużej dowolności montażu i prowadzenia przewodów na dachu prowadzi do przekroczenia dopuszczalnej obciążalności prądowej przewodów i w konsekwencji do ich zapalenia.

Wg holenderskiego urzędu technicznego TNO, choć precyzyjne wskazanie powodu pożarów było trudne do określenia, to **najczęstszą przyczyną mogło być nieprawidłowe łączenie przewodów oraz wykorzystywanie złączy pochodzących**

od różnych producentów które fizycznie nie pasują do siebie a ich rezystancje przejściowe narastające wraz z podgrzewaniem złączy płynącymi prądami narastają w czasie i w pewnym momencie działają jak grzałki.

Ten czynnik wg TNO mógł doprowadzić do nawet 70% pożarów odnotowanych w 2018 r. w Holandii. Wystarczy więc, że niepoważny wykonawca chciał „zaoszczędzić" i wykorzystał zwykłe przewody elektryczne zamiast tzw. solarnych (wyższa klasa izolacji np. silikonowa) a już istnieje ogromne prawdopodobieństwo wystąpienia pożaru.

Samo prowadzenie przewodów prądy stałego obok siebie, w celu ograniczenia piorunowych napięć indukowanych (są to napięcia nawet dziesiątek kV) w obrębie wielu ostrych krawędzi metalowych konstrukcji (przecięcie izolacji), jest bardzo niewłaściwe jeśli chodzi o zjawisko łuku elektrycznego w przypadku ich zwarcia.

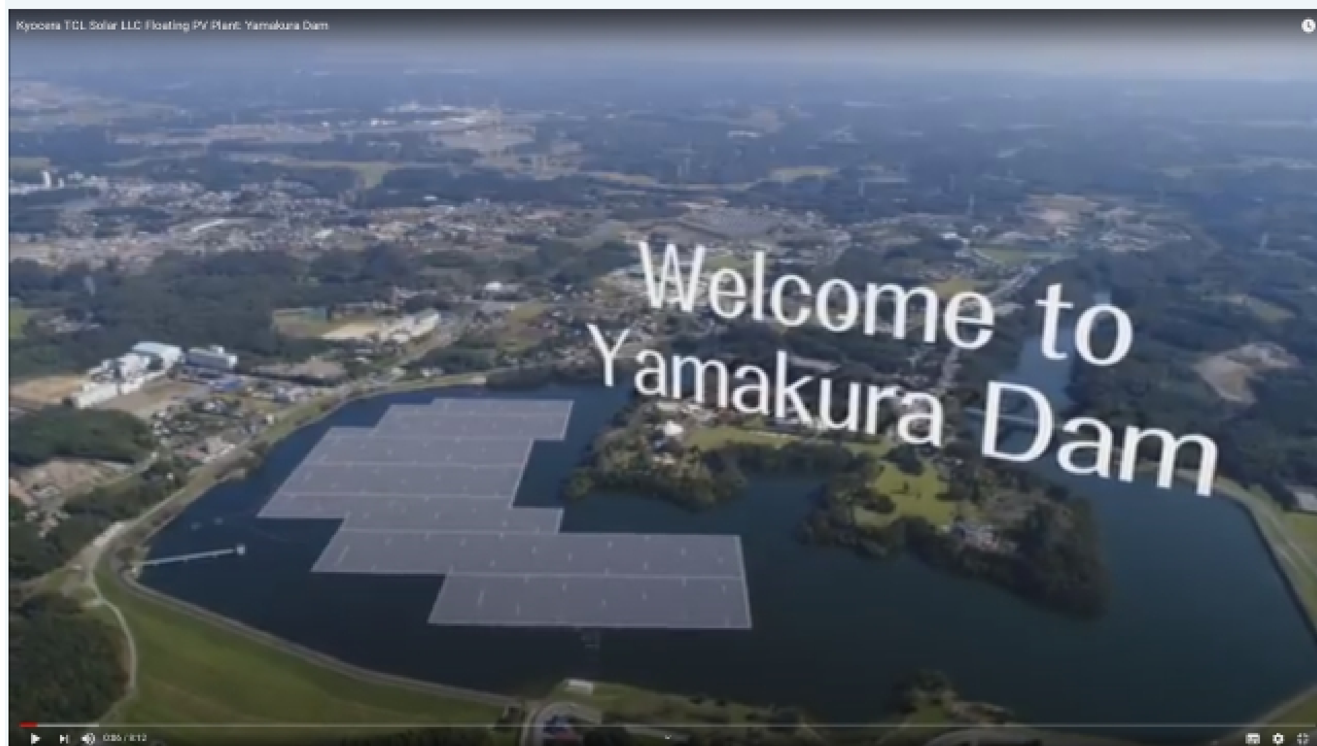
Trzeba wiedzieć, że raz zapalony łuk prądu stałego na takiej parze przewodów nie zgaśnie zapalając wszystko po drodze, dopóki nie spali tych przewodów na całej długości, zważywszy na stały dopływ energii z pracujących cały czas paneli.

Dotyczy to już małych instalacji rzędu kilkunastu kW.

Pożar może wywołać awaria modułu fotowoltaicznego tzw. hot-spot'a, czyli przegrzewającego się ogniwa w module. W skrajnych przypadkach hot-spot może osiągać temperaturę nawet kilkuset stopni Celsjusza. Zagrożenie pożarowe może też wynikać z niewłaściwego montażu falownika na materiale palnym typu drewno a są to urządzenia energoelektroniczne dużej mocy i wymagają odpowiedniej – zwykle wymuszonej wentylatorem – wentylacji.
Zdarzało się, że nawet komputer PC ulegał zapłonowi z powodu zakurzenia i zatrzymania pracy wentylatora a co dopiero falownik z **których najmniejszy jest 100x większy mocowo od PC-ta**.

Jak poważny jest to problem, to świadczy, że australijska firma Solar Development opracowała nawet specjalny środek gaśniczy (wspomagający) przeznaczony wyłącznie do systemów PV. Jest to płyn, który po kontakcie z szybą panelu tworzy na panelach warstwę nieprzepuszczalną dla promieni słonecznych. Wyłącza się je w ten sposób elektrycznie, poprzez odcięcie dostępu promieniowania słonecznego. Zaślepione w ten sposób panele nie są w stanie wytworzyć napięcia. Niestety, jest to tylko teoria i taki medialny gadżet (kolejny eko-idiotyzm) szczególnie dla kogoś, kto widział choćby raz z bliska pożar dachu domu.

Ciekawy przypadek pożaru zanotowano w wielkiej pływającej elektrowni fotowoltaicznej o mocy 13,7 MW w Japonii. Oddana w 2018 roku elektrownia została mechanicznie zniszczona przez tajfun Faxai (nastąpiło przemieszczania i zwałowanie paneli) rok później po wybudowaniu. **Nie dość, że została zniszczona to jeszcze się zapaliła**.
Tu łącze do materiału, jak to 25 lipca 2018, było pięknie w Yamakura: https://www.youtube.com/watch?v=NDnVBFqpFpI



Rys. **5.4.** Wielka pływająca elektrownia fotowoltaiczna Yamakura Dam o mocy 13,7 MW w Japonii – stan po budowie.

A tu poniżej ta sama Yamakura Dam 9 września 2019 - obraz zniszczeń i pożaru na wodzie!:
https://www.youtube.com/watch?v=_EEc1MTb7DM&feature=youtu.be



Rys. **5.5.** Yamakura Dam - 9 września 2019 - obraz zniszczeń i pożaru na wodzie!

Tak nawiasem nawet laik zauważy, że ten „straszny” tajfun Faxai **nie zerwał na okolicznych budynkach żadnego dachu** a tylko zwałował 13,7 MW ową elektrownię solarną. To tak nawiasem.

Jest to doskonały przykład jaką rolę pełni medialne kłamstwo w dziedzinie OZE (Odnawialne Źródła Energii). Tym razem wymyślili „tajfun Faxai” a nikomu nie przyszło do głowy, że budowa na wodzie takiej konstrukcji musi zawsze skutkować jej zniszczenie, bo to tylko kwestia czasu..

Jeśli chodzi o samo gaszenie pożarów elektrowni PV, to w wielu europejskich krajach uznaje się, że elektrownie fotowoltaiczne można gasić wodą w ten sam sposób, jak inne urządzenia elektryczne pod napięciem do ~400 V AC.
Nie jest to do końca prawda ponieważ na panelach PV i napięcie jest wyższe (1000 V) i jest to prąd stały (DC), w którym skutki łuku elektrycznego są wielokrotnie bardziej niebezpieczne, niż w prądzie przemiennym (AC).

Instrukcja obsługi elektrowni fotowoltaicznej (Innogy) z sierpnia 2017 podaje salomonową mądrość w punkcie: *3.3. Bezpieczeństwo pożarowe:*
„*W przypadku wystąpienia pożaru elektrowni fotowoltaicznej **należy w pierwszej kolejności powiadomić odpowiednie służby**, a dopiero później przystąpić do działań gaśniczych. Pożar elektrowni fotowoltaicznej należy traktować jak pożar instalacji elektrycznej, czyli do gaszenia wykorzystywać gaśnice i środki gaśnicze przewidziane do gaszenia pożarów układów elektrycznych. Do gaszenia pożarów układów elektrycznych należy wykorzystywać gaśnice CO_2 (śniegowe) lub proszkowe.*
Jeżeli na miejsce przybędzie straż pożarna należy ją niezwłocznie powiadomić o charakterze pracy instalacji fotowoltaicznej.”

Daje też trywialne ostrzeżenie:
„*UWAGA! Z uwagi na charakter źródła wytwórczego (wytwarzanie energii elektrycznej bezpośrednio z promieniowania słonecznego) przy występowaniu nawet słabego światła słonecznego, nawet po całkowitym wyłączeniu elektrowni PV, na modułach i okablowaniu stałoprądowym występuje napięcie o wartości do 1000 V. **Jedynie całkowite odcięcie modułów od promieniowania słonecznego powoduje zanik napięcia na modułach i okablowaniu DC***.”.

Nie podali tylko Niemcy z Innogy tego, jak te moduły można „odciąć” od promieniowania słonecznego.
No ale instrukcja jest.

5.2. Przyczyny pożarów instalacji fotowoltaicznych

W Polsce nikt tym się nie zajmuje. Zacytuję więc profesjonalne opracowanie Fronius Polska Sp. z o.o. związanej z austriacką firmą o 75 letnich tradycjach, z austriackiego miasteczka Pettenbach:

• Niemcy
Niemcy są jednym z najstarszych rynków PV na Świecie i jednocześnie największym w Europie. W 2015 roku TÜV Rheinland we współpracy z Instytutem Systemów Energetyki Słonecznej im. Fraunhofera (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems; ISE) opublikował raport o incydentach pożarowych z udziałem systemów fotowoltaicznych związanych z budynkiem do roku 2013 i ich przyczynami. Ta szczegółowa analiza wykazała, że oficjalnie zgłoszone zostało 430 przypadków pożaru / incydentów pożarowych, z których 210 zostało wywołanych przez sam system PV. Porównując to do łącznej liczby około 1,3 mln instalacji PV istniejących w 2013 roku, stanowi to zaledwie 0,016% wszystkich systemów PV zainstalowanych w Niemczech (Spanski i inni, 2015). Poniższe ilustracje pokazują rozłożenie incydentów pożarowych do różnych typów źródeł błędów i błędów.
Analiza wykazała, że ***ponad 70% błędów wynika z wpływów zewnętrznych lub błędów montażowych*** *(patrz rysunek 2). Podczas gdy tylko* ***17% błędów powodujących pożar jest spowodowanych awarią sprzętu*** *(patrz rysunek 2), zaledwie* ***10% jest usterką falownika*** *(patrz rysunek 1).*
Szczegółowa analiza przyczyn awarii dla zdarzeń pożarowych wskazała wystąpienie łuku elektrycznego jako główną przyczynę pożarów z udziałem systemów fotowoltaicznych. Przyczyny te są wymienione w tabeli 1, posortowane według składników i prawdopodobieństwa wystąpienia.
Analiza wykazała, że obok zewnętrznych przyczyn, ***większość błędów prowadzących do pożarów była spowodowana awarią instalacji po stronie DC (prądu stałego) systemu fotowoltaicznego, przy czym najczęstszą przyczyną są złącza DC, które łączą moduły fotowoltaiczne w łańcuchy****.*

• Wielka Brytania
W 2017 r. BRE National Solar Center opublikowało szczegółowy raport na temat incydentów pożarowych związanych z budynkami.
Zgodnie z tym sprawozdaniem (BRE 2017a), od 2010 roku w Wielkiej Brytanii doniesiono o 58 zdarzeniach pożarowych dotyczących systemów fotowoltaicznych związanych z budynkami. W porównaniu do całkowitej liczby około 1 miliona systemów PV, daje to 0,0058% wszystkich zainstalowanych systemów PV. Poniższe ilustracje pokazują alokację incydentów pożarowych do różnych typów błędów i źródeł błędów.
Wyłączając kategorię "Nieznany typ błędu", ***większość incydentów pożarowych wynika z czynników zewnętrznych i błędów instalacji.*** *Tylko około 9% wszystkich zdarzeń pożarowych jest weryfikowany jako awarię sprzętu (patrz rysunek 4). Poniższa lista przedstawia główne przyczyny powstawania łuków elektrycznych zidentyfikowane w raporcie (BRE 2017a). Wiele z nich dotyczy problemów ze złączami DC.*

• Holandia
Holenderska Organizacja Stosowanych Badań Naukowych (TNO) zakończyła w 2018 roku dochodzenie w sprawie szeregu incydentów pożarowych z udziałem dachowych systemów PV.
Zgodnie z ustaleniami raportu pożary doprowadziły wyłącznie do szkód gospodarczych. W 2018 roku stwierdzono 23 incydenty pożarowe z udziałem domów, co stanowi zaledwie 0,014% wszystkich około 170 tysięcy domowych instalacji PV zarejestrowanych na koniec 2018 roku w Holandii.
Raport TNO stwierdził, że ***około 70% pożarów zostało spowodowanych przez wadliwe złącza DC, a zwłaszcza przez stosowanie złączy typu MC4 pochodzących od różnych producentów****.*
Jeśli dwa złącza nie łączą się prawidłowo lub jeśli między dwoma różnymi materiałami styku występuje warstwa korozyjna, może pojawić się podwyższona rezystancja styku. Miejsce to nagrzewa się, gdy płynie prąd i pojawia się „gorący punkt". Ze względu na pojawienie się ciepła, materiał kontaktu może dyfundować lub nawet stopić się, aż w pewnym momencie połączenie zostanie całkowicie przerwane. W tym przypadku nad – początkowo bardzo małą – szczeliną powietrzną może wytworzyć się łuk szeregowy, a to może prowadzić do pożaru*.*
Inne incydenty pożarowe były spowodowane akumulacją ciepła, skrzynkami przyłączeniowymi modułów i bliskością instalacji do materiałów palnych, przy czym każdy z tych czynników stanowił 10% przypadków.

• Błędy instalacji
Błąd ludzki jest uważany za główną przyczynę pożarów *(Sepanski i in. 2015, BRE 2017c, s. 10).* ***Najczęstsze rodzaje błędów instalacji obejmują złącza, które nie są całkowicie włożone, a także słabe zaciskanie złączy na kablach w miejscu instalacji, oba skutkujące złymi połączeniami o wyższej rezystancji przejścia, co znacznie zwiększa ryzyko powstania łuku****.*

• Złącza DC - konieczność i źródło błędów
Oba przedstawione badania wykazały, że złącza DC są jedną z głównych przyczyn pojawiania się łuków elektrycznych w instalacji fotowoltaicznej*. Inne kraje, takie jak Holandia (ECN TNO 2019) i Włochy (Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco 2015), również zgłosiły, że* ***problemy ze złączami prądu stałego są główną przyczyną awarii, które mogą doprowadzić do pożaru****. Podczas ostatnich pożarów w Stanach Zjednoczonych, które dotyczyły instalacji fotowoltaicznych na dachu w kilku sklepach Walmart w latach 2012-2018,* ***złącza DC zostały podobnie uznane za najbardziej prawdopodobną główną przyczynę pożarów*** *(Roselund, PV Magazine 2019, Lopez, Business Insider 2019).*

• Niedopasowanie złączy DC

Mówiąc o problemach ze złączami DC, często pojawia się termin „niedopasowanie” (lub „brak kompatybilności”). Niedopasowanie oznacza, że połączenie między złączem męskim i żeńskim jest wykonywane za pomocą złączy DC różnych producentów.
Poza nieprawidłowym montażem złączy, niedopasowanie jest uważane za jedno z głównych źródeł błędów, co sprawia, że złącza DC częściej się zapalają. Ale dlaczego to takie duże ryzyko? Zidentyfikowano następujące przyczyny:

Różni producenci używają różnych materiałów. Może to prowadzić do:
- niekompatybilności chemicznej powodującej łuk elektryczny
- różnej rozszerzalności cieplnej powodującej wnikanie wody i korozję*.*

Małe różnice w konstrukcji i tolerancjach mechanicznych złączy, które mogą powodować iskrzenie*.*

Multi-Contact (obecnie Stäubli Electrical Connectors AG), producent najczęściej stosowanego złącza DC MC4, przeprowadził testy laboratoryjne na połączeniach ze złączami pochodzącymi od innych producentów. Wyniki wykazały zwiększoną oporność, prowadzącą do wzrostu temperatury do 97°C (rysunek 6), podczas podłączania złączy MC4 różnych producentów.
Chociaż wielu producentów złącz DC często twierdzi, że ich produkty są „kompatybilne z MC4”, nie istnieją żadne międzynarodowe standardy testowania współdziałania, jak podkreśla UL (IAEI NEWS, 2016). Ponadto sam Stäubli nie rozpoznaje żadnego produktu innej firmy jako kompatybilnego ze złączami MC4. W normie IEC-TR-63225:2019, s. 4 stwierdzono, że „to twierdzenie o zgodności jest potencjalnie mylące, ponieważ sugeruje bezpieczną interoperacyjność złączy prądu stałego różnych producentów”.
*IEC 60364-7-712: 2017, sekcja 712.526.1 - Połączenia elektryczne, oświadcza, że „****Złącza męskie i żeńskie połączone ze sobą powinny być tego samego typu od tego samego producenta, tj. złącze męskie jednego producenta i złącze żeńskie innego producenta producent lub odwrotnie nie mogą być wykorzystywane do wykonania połączenia****”. Inne ważne instytuty krajowe zgadzają się również, że niedopasowanie złącz DC jest główną przyczyną przypadkowych pożarów, np. VDE DKE.* ***W ogłoszeniu VDE DKE wyraźnie stwierdzono, że złącza męskie i żeńskie różnych producentów nie mogą być łączone*** *(VDE DKE, 2018).*

Pomimo jasnych oświadczeń i przepisów problem niedopasowania nadal występuje, a często niedopasowane połączenia są wykonywane w zewnętrznych punktach łączenia łańcuchów. ***Zdarza się to często, ponieważ instalatorzy, szczególnie podczas łączenia różnych łańcuchów lub łańcuchów z falownikiem, muszą używać dłuższych kabli z ewentualnie zainstalowanym innym złączem. W takich sytuacjach, aby nie unieważnić gwarancji modułu poprzez odcięcie złącza DC od kabli modułu, instalatorzy są zwykle zmuszeni do instalowania złącza DC różnych producentów****.*



Rys. 5.1. Tu przykład błędów montażowych „profesjonalnego montażu” instalacji PV (około 15 kWp za około 30 000 zł) w obrębie tablicy elektrycznej. Z plątaniny przewodów elektryczny nieśmiało „wychylają się” aparaty elektryczne. Przyczyna?
Zbyt mała obudowa do ilości aparatów. Zapewne zabrakło profesjonalnego projektu i była konfiguracja „z głowy” zamiast z projektu widok tablicy. Ta tablica powinna mieć około 2x większą powierzchnie do zabudowy. Oszczędność ok. 50 zł.

6. Ziemia (gleba, rola, pole, grunt, użytek, podłoże) zajmowana pod instalacje fotowoltaiczne

6.1. Wyłączenie z użytkowania gruntu pod instalacje fotowoltaiczne - przykłady

O tym - **znowu ze względów propagandowych** - się nie wspomina a problem jest poważny. Największy współczynnik kompresji paneli solarnych sięgający niemal 100 % jest osiągany jedynie w pływających elektrowniach fotowoltaicznych i na niektórych dachach domów i zabudowań.



Rys. 6.1. Przykład na współczynnik kompresji paneli solarnych sięgający niemal 100 % gdzie nie ma dostępu do żadnej złączki i ani jednego centymetra instalacji, która pracuje w trudnych warunkach środowiskowych (wilgoć, wysoka temperatura).

Wg miarodajnych danych japońskich, dla wspomnianej już elektrowni Yamakura Dam na zbiorniku Yamakura w prefekturze Chiba, w mieście Ichihara o mocy **13,7 MW** zajmuje ona 44 akry (**17,8 h**) powietrzni jeziora, w tym **8,67 ha** powierzchni samych paneli (50 904 szt. x 1,7 m^2).

Normalizując te wartości otrzymujemy **1,3 ha powierzchni / 1 MW mocy zainstalowanej**.

W Polsce instalacje fotowoltaiczne naziemne, można budować na gruncie o klasie IV (gleby orne średnie) lub gorszym. Gleby lekkie tej klasy są glebami żytnio-ziemniaczanymi. Gdy są one w wysokiej kulturze i w dobrych warunkach wilgotnościowych, wówczas udaje się na nich jęczmień, a nawet pszenica i owies. Nadają się również pod sady, ale nie pod wszystkie gatunki drzew - wikipedia.org.

W przypadku instalacji fotowoltaicznej naziemnej, niezbędne są odstępy dostępowe miedzy rzędami paneli, w celach niezbędnej konserwacji elektryczno-mechanicznej i konserwacji w postaci koszenia trawy, chwastów i samosiejek.

Przy czynnej powierzchni samych paneli równej **0,63 ha / 1 MW**, zakładając drogi konserwacyjne o szerokości 2 m, otrzymujemy około 1,5 ha /1 MW mocy zainstalowanej w PV.

Potwierdza te moje szacunki uruchomiona nowa elektrownia słoneczna w Ligotce koło Wrocławia. Łączna moc instalacji wynosi **ok. 0,5 MW**. Farma składa się z 1784 paneli fotowoltaicznych (powierzchnia samych paneli to 3 034 m^2). Panele w Ligotce zainstalowano na działce o powierzchni ponad 1 h. Łatwo zauważyć, że w tym przypadku **stosunek powierzchni paneli do powierzchni zajętego gruntu to 1:4**.

Innym przykładem potwierdzającym przyjęcie około **2,5 [ha] /1 [MW] mocy zainstalowanej w elektrowni fotowoltaicznej** jest farma o mocy **1,4 MW** zlokalizowana w miejscowości Bordziłówka w gminie Rossosz.
Farma **zajmuje obszar 3,5 hektara**, a łączna powierzchnia zainstalowanych paneli fotowoltaicznych wynosi około 8 400 m^2. Panele zamontowane są na konstrukcjach stalowych wbijanych w grunt na głębokość 130 cm. Kąt nachylenia stołów (na których instalowane są panele) wynosi 35 stopni względem poziomu. Konstrukcje ułożone są w rzędach oddalonych od siebie o 630 cm.
Zainstalowano tam łącznie 5664 panele fotowoltaiczne i 70 falowników Delta Solivia 20TL G4 o mocy 20kVA.

Na farmie znajduje się również stacja transformatorowa, w której zlokalizowany jest system sterowania i monitorowania pracy elektrowni. W stacji działa transformator nN/SN, dzięki któremu możliwe jest wprowadzenie energii elektrycznej do sieci SN miejscowego operatora sieci.
W tym przypadku mamy zajęcie terenu równe: 3,5 ha / 1,4 MW = **2,5 ha / MW**.

W USA, wspomniana 290 MW elektrownia słoneczna "Agua Caliente Solar Project" w Arizonie, zajmuje powierzchnię 2 400 acres (971 ha / 9,71 km^2) co daje 3,35 ha / 1 MW mocy zainstalowanej.

Całość stanowi około 4 910 160 paneli fotowoltaicznych o mocy od 77 do 82,5 W i stałym nachyleniu.
Każde 20 459 paneli jest podłączonych w blok macierzy o mocy 1,26 MW obsługiwanej przez dwa falowniki SMA Sunny Central 630CP o mocy DC równej 713 kW każdy i wymiarach (W / H / D) 2562 / 2272 / 956 mm (których jest ponad 500 w tym projekcie).

Z mocy zainstalowanej 290 MW, prognozowana roczna produkcja równa jest 559 000 MWh a więc **1 928 kWh** z 1 kW mocy zainstalowanej, **co jest przeszło dwukrotnie więcej (233 %) niż w Polsce**, gdzie wg danych PSE z 1 kW mocy zainstalowanej generowane jest tylko **827,08 kWh**.
Stała obsługa to 10 pracowników.



Rys. 6.1. 290 MW elektrownia słoneczna "Agua Caliente Solar Project" w Arizonie – całość. Zwraca uwagę brak w Arizonie traw, chwastów i drzew wpływających na pracę elektrowni PV w Polsce i koszty jej utrzymania.

W świetle powyższego, zasadne jest dla polskich warunków przyjąć zajęcie gruntu w wielkości areału równego 2,5 [ha] /1 [MW].



Rys. 6.2. Ta sama 290 MW elektrownia słoneczna "Agua Caliente Solar Project" w Arizonie z widokiem na falowniki SMA Sunny Central 630CP o mocy DC równej 713 kW i wymiarach (W / H / D) 2562 / 2272 / 956 mm (których jest ponad 500 w tym projekcie).



Rys. 6.3. Nowa elektrownia słoneczna o mocy 500 kW w Ligotce źródło: portalkomunalny.pl

Potwierdza to założenie - **2,5 [ha] /1 [MW] -** ostatnia instalacja PGE – farma fotowoltaiczna w Lesku w województwie podkarpackim - **Rys. 6.4.**. Elektrownia ma moc 1 MW. Zbudowana z 3000 monokrystalicznych paneli fotowoltaicznych o mocy 350 Wp każdy. **Powierzchnia farmy wynosi 2 ha.** (Nie ma informacji ile pieniędzy przeznaczono na tę instalację).



Rys. 6.4. Nowa farma fotowoltaiczna PGE w Lesku (**ciekawe kiedy to-to porwie pierwszy większy wiatr** – wymiary jednej „tafli” na stelażu to 6,8 x 14 m a więc powierzchnia równa wielkości powierzchni nośnej A300-600ST (Super Transporter) Beluga) - źródło: PGE Twitter. Tu film PGE: https://youtu.be/QWGGa51XVvQ



Rys. 6.5. W uroczystym otwarciu „aerodynamicznej” farmy fotowoltaicznej PGE w Lesku wzięła udział wicewojewoda podkarpacki Jolanta Sawicka.

6.2. Wyłączenie z użytkowania gruntu pod instalacje fotowoltaiczne - szacunki

Opierając się na tym rzeczywistym, zrealizowanym przypadku elektrowni PV w Ligotce w przypadku elektrowni naziemnej, będzie to 25 km^2 wyłączenia z użytkowania gruntu pod 1000 MW instalację fotowoltaiczną a więc **często więcej powierzchnia niejednej gminy!**

Tyle powierzchni (25 km^2) trzeba aby zastąpić jeden blok węglowy typu „Ostrołęka C" o mocy 1000 MW którego nie będzie.

Jak wielki to jest obszar, to dla zobrazowania, podaję przykładowe dane obszarowe dla kilku gmin miejskich i wiejskich oraz miasta:

- gminy miejskie
Wojkowice – 12,79 km^2 9 193 ludności
Rydułtowy – 14,95 km^2 22 083 ludności
Marklowice – 13,69 km^2 5 409 ludności
Radlin – 12,53 km^2 18 074 ludności
najmniejsza: Górowo Iławeckie (powiat bartoszycki) – 3,32 km²

- gminy wiejskie
Ornontowice 15,45 km^2 5 822 ludności
najmniejsza: Jejkowice (powiat rybnicki) – 7,59 km²

- miasta
Świętochłowice 13,31 km^2 52 813 ludności

Na 2 478 gmin i miast w Polsce **aż 151 z nich ma powierzchnię poniżej 25 km^2 a zamieszkuje je 235 890 ludności**.

To daje pewien pogląd na ogrom powietrzni (25 km^2) koniecznej do zainstalowania elektrowni fotowoltaicznej naziemnej, która będzie bździła przez cały rok z **9,44 % średnią mocy zainstalowanej a więc mocą 94,4 [MW]**.

Elektrownia „Ostrołęka C" **o mocy przeszło 10x większej niż te zastępcze 94,4 MW, bo równej 1000 MW,** której budowa miała się zakończyć w 2023 (początek 2018) **miała mieć powierzchnię planowanego zajęcia terenu ok. 53 ha**.

Tak więc **stosunek PV : węgiel jest jak 25 km^2 do 53 ha**. Ciekawe, ze nikt tego jeszcze nie zauważył?

Piszę o tym w ramach metody porównawczej - **jako jedynej prawdziwej metodzie naukowej - zalecanej przez prawdziwego prof. Konstantego Janickiego z Uniwersytetu Warszawskiego** (u którego studiował Józef Mackiewicz).

Policzmy zatem ile kosztuje wyłączenie z użytkowania gruntu ornego pod instalacje fotowoltaiczne o areale 25 km^2 oraz **wartość produkcji z tego obszaru w okresie 20 lat, rzekomej amortyzacji instalacji elektrowni PV**.

	Uprawa	Plon [ton/ha]	Cena [zł/tona]	Wartość produkcji [zł/ha]	Wartość produkcji [zł/25 km^2]	Wartość produkcji w okresie 20 lat (czas amortyzacji elektrowni PV) [zł/25 km^2]
1	ziemniaki	32,00	811,10	25 955,20	64 888 000 zł	1 297 760 000 zł
2	żyto	3,08	538,18	1 657,59	4 143 986 zł	82 879 720 zł
3	pszenica	4,72	735,56	3 471,84	8 679 608 zł	173 592 160 zł
4	rzepak	3,19	1616,00	5 155,04	12 887 600 zł	257 752 000 zł
5	jęczmień	3,77	615,50	2 320,44	5 801 088 zł	116 021 750 zł
6	pszenżyto	3,93	537,50	2 112,38	5 280 938 zł	105 618 750 zł

Tab. 6.1. Zawiera wartość roczną produkcji 6 przykładowych upraw z hektara i wartość tejże produkcji z wyłączenia, z użytkowania, gruntu pod 1000 MW instalację fotowoltaiczną (25 km^2) oraz wartość produkcji w okresie 20 lat (co stanowi **przybliżony rzekomy czas amortyzacji elektrowni PV**).

Zważywszy, że moc osiągalna w polskim SE w roku 2019 była równa 46 299 [MW].
Przeliczając tę wartość na elektrownie PV (o identycznej mocy zainstalowanej) otrzymujemy, **równowartość powierzchni równą 1 157,475 [km^2].**

Ale to nie wszystko. Wcześniej zostało dowiedzione, że w przypadku elektrowni fotowoltaicznych, **przy efektywnej mocy zastępczej elektrowni fotowoltaicznej do jej mocy zainstalowanej na poziomie 9,4 [%]** oznacza faktyczną konieczność instalacji **10,6 razy więcej mocy zainstalowanej w elektrowniach PV. Prawdziwy i rzeczywisty ekwiwalent powierzchni za moc 46 299 [MW] w elektrowniach węglowych, stanowi powierzchnia równa 12 269,235 [km^2]**.

12 269,235 [km^2] to powierzchnia jaką zajmują 28 największe miasta-gminy i gminy w Polsce patrz poniżej **Tab. 6.2.**

Lp.	Gmina	Powiat	Województwo	Powierzchnia w [km^2]
1	gmina Czersk	chojnicki	pomorskie	380,11
2	gmina Komańcza	sanocki	podkarpackie	387,70
3	gmina Polanów	koszaliński	zachodniopomorskie	393,35
4	gmina Drezdenko	strzelecko-drezdenecki	lubuskie	399,91
5	gmina Brusy	chojnicki	pomorskie	400,45
6	gmina Ostróda	ostródzki	warmińsko-mazurskie	400,89
7	gmina Michałowo	białostocki	podlaskie	410,02
8	gmina Koronowo	bydgoski	kujawsko-pomorskie	411,53
9	gmina Górowo Iławeckie	bartoszycki	warmińsko-mazurskie	415,91
10	gmina Biała Piska	piski	warmińsko-mazurskie	420,33
11	gmina Iława	iławski	warmińsko-mazurskie	424,21
12	gmina Bartoszyce	bartoszycki	warmińsko-mazurskie	427,21
13	gmina Gródek	białostocki	podlaskie	429,70
14	gmina Bielsk Podlaski	bielski	podlaskie	429,94
15	gmina Wieleń	czarnkowsko-trzcianecki	wielkopolskie	430,09
16	gmina Milicz	milicki	dolnośląskie	435,56
17	gmina Osiecznica	bolesławiecki	dolnośląskie	437,04
18	gmina Goleniów	goleniowski	zachodniopomorskie	442,80
19	gmina Chojnice	chojnicki	pomorskie	458,21
20	gmina Miastko	bytowski	pomorskie	466,10
21	gmina Lutowiska	bieszczadzki	podkarpackie	475,63
22	gmina Ustrzyki Dolne	bieszczadzki	podkarpackie	478,67
23	gmina Kalisz Pomorski	drawski	zachodniopomorskie	480,87
24	gmina Borne Sulinowo	szczecinecki	zachodniopomorskie	484,50
25	gmina Szczecinek	szczecinecki	zachodniopomorskie	498,87
26	Warszawa	Warszawa	mazowieckie	517,24
27	gmina Wałcz	wałecki	zachodniopomorskie	574,91
28	gmina Pisz	piski	warmińsko-mazurskie	633,70
			suma powierzchni:	**12 269,235 [km2]**

Tab. 6.2. Tabela 28 największych miast-gmin i gmin w Polsce.

Rozmiar tego szaleństwa PV to więcej niż powierzchnia województwa opolskiego 9 412 km2 czy świętokrzyskiego 11 711 km^2 to powierzchnia województwa śląskiego 12 333 km^2 i niewiele mniej od lubuskiego 13 988 km^2!

Polecam to pod rozwagę czytającym.

Powierzchnia 12 269,235 [km^2] to wszak 3,9 [%] powierzchni Polski!
Tyle powierzchni trzeba zająć, aby elektrownie PV były zdolne wyprodukować roczny ekwiwalent energii do jakiego jest zdolny obecny system energetyczny w Polsce.

Reasumując, bez fotowoltaiki można żyć – bez żywności się nie da, ale kto z tych rządzących po socjologiach, psychologiach, politologiach i innych akademiach pierwszomajowych i wyższych szkołach gotowania na gazie o tym dzisiaj wie. Stwarzają wrażenie, że nikt!

Dla tych ignorantów stało się ważne tylko jedno: „co powiedziała/kazała Unia”.

Dla tych, co dalej twierdzą, że elektrownie PV są budowane wyłącznie na nieużytkach, załączam dwa poniższe zdjęcie wielkich polskich farm fotowoltaicznych, wkomponowanej w piękne pola uprawne (**piękne pola uprawne z każdej strony farmy, aż po horyzont**) - **Rys. 6.6.** i **Rys. 6.7.**



Rys. 6.6. Dla tych, co twierdzą, że elektrownie PV są budowane na nieużytkach, załączam zdjęcie wielkiej farmy wkomponowanej w piękne pola uprawne (z każdej strony).



Rys. 6.7. I drugie zdjęcie dla tych, co twierdzą, że elektrownie PV są budowane na nieużytkach, załączam zdjęcie wielkiej farmy wkomponowanej w piękne pola uprawne (z każdej strony).

Zgadnijcie proszę, w którym zakątku Polski tak szanują polską ziemię?
Swoją i naszą Ojcowiznę.

7. Patologiczne metody gospodarcze w energetyce fotowoltaicznej

7.1. Przykłady na patologiczne marnowanie pieniędzy poprzez „dofinansowanie” UE

Korzystając z danych Ministerstwa Funduszy i Polityki Regionalnej ze strony: https://mapadotacji.gov.pl/projekty/?search-s=fotowoltaika&search-voivodeship=all&search-county=&search-fund=&search-program=&search-number-name-activity=&search-beneficiary=&search-title-of-project=&search-theme=&search-years=

przedstawiam przykładowo 30 projektów fotowoltaicznych współfinansowanych przez UE.
Te skromne 30 przykładów, pozwala obiektywnie i bezspornie, pokazać ogrom patologii w tym zakresie.
I tak:

1. tytuł projektu: „Instalacja paneli fotowoltaicznych o mocy 35,88 kW przez firmę ANNA Sp.z o.o. w celu wykorzystania energii słonecznej do produkcji energii elektrycznej w Olsztynie.”, nazwa beneficjenta: "ANNA" SPÓŁKA Z OGRANICZONĄ ODPOWIEDZIALNOŚCIĄ
„Inwestycja objęta niniejszym projektem polega na zakupie i montażu elektrowni fotowoltaicznej o mocy 35,88 kW w 10-420 Olsztyn ul Stalowa 5”
wartość projektu: 263 835,00 zł / dofinansowanie z UE: 181 900,00 zł (**69%**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **7,35 zł/W**.

2. tytuł projektu: „Hala Nehringa – Fotowoltaika, planowanej do zabudowy na dachu hali zlokalizowanej przy ul. Nehringa 73 w Szczecinie, dz. nr 4/16”, nazwa beneficjenta: HULLKON TOMASZ SZCZEPANIK
„Przedmiotem jest budowa instalacji fotowoltaicznej o całkowitej mocy 100kW.”
wartość projektu: 742 403,40 zł / dofinansowanie z UE: 513 043,00 zł (**69%**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **7,42 zł/W**.

3. tytuł projektu: „Budowa elektrowni fotowoltaicznej wraz z infrastrukturą techniczną towarzyszącą przez przedsiębiorstwo Masuria Arte.”, nazwa beneficjenta: "MASURIA ARTE" AGROTURYSTYKA JOLANTA PIĘTEK
„Inwestycja objęta niniejszym projektem polega na budowie elektrowni fotowoltaicznej o mocy 0,199 65 MW w miejscowość Stacze gm. Kalinowo”
wartość projektu: 1 686 100,00 zł / dofinansowanie z UE: 683 962,02 zł (**41 %**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **8,45 zł/W**.

4. tytuł projektu: „Budowa instalacji fotowoltaicznej o mocy 39,78 kW w Olsztynie”, nazwa beneficjenta: PIRS BIS BEATA DOMBRZALSKA
„Inwestycja objęta niniejszym projektem polega na zakupie i montażu elektrowni fotowoltaicznej o mocy 39,875 kW. w Olsztynie”
wartość projektu: 281 670,00 zł / dofinansowanie z UE: 194 225,00 zł (**69%**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **7,08 zł/W**.

5. tytuł projektu: „Fotowoltaika z RENOMĄ - program wsparcia kompetencji architektów i dekarzy z lubuskich MSP”, nazwa beneficjenta: Renoma 2000 Waldemar Sumicki
(brak celu i opisu projektu)
wartość projektu: 276 413,10 zł / dofinansowanie z UE: 234 951,14 zł (**85%**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **∞ zł/W**.

6. tytuł projektu: „Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii w Firmie Samir Zaara”, nazwa beneficjenta: SAMIR ZAARA
„Inwestycja objęta niniejszym projektem polega na dostawie i montażu elektrowni fotowoltaicznej o mocy 35,91 kW oraz dostawie i montażu pompy ciepła o mocy grzewczej 88,6 kW (moc elektryczna 20,4 kW) w budynku w Zielonym Lasku 3 (Zielony Lasek to część miejscowości Krutyński Piecek) w Pieckach”
wartość projektu: 863 626,67zł / dofinansowanie z UE: 733 657,67 zł (**85%**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **6,94 zł/W**.

7. tytuł projektu: „Budowa mikroinstalacji fotowoltaicznej o mocy do 40 kW w miejscowości Skajboty w gminie Barczewo”, nazwa beneficjenta: ARS MED SERVICE MICHAŁ KALINOWSKI
„Projekt polega na wzniesieniu mikroinstalacji fotowoltaicznej o mocy do 40 kW w miejscowości Skajboty w gminie Barczewo”
wartość projektu: 302 257,20 zł / dofinansowanie z UE: 252 892,00 zł (**85%**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **7,56 zł/W**.

8. tytuł projektu: „Budowa mikroinstalacji fotowoltaicznej przez Klasztor Sióstr Karmelitanek Bosych w Spręcowie”, nazwa beneficjenta: KLASZTOR SIÓSTR KARMELITANEK BOSYCH W SPRĘCOWIE
„Inwestycja objęta niniejszym projektem polega na zakupie i montażu elektrowni fotowoltaicznej o mocy 39,75 kW, w Spręcowie”
wartość projektu: 294 470,00 zł / dofinansowanie z UE: 249 351,75 zł (**85%**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **6,27 zł/W**.

9. tytuł projektu: „Budowa mikroinstalacji fotowoltaicznej przez Konwikt Kapłanów Warmińskich.”, nazwa beneficjenta: ARCHIDIECEZJA WARMIŃSKA
„Inwestycja objęta niniejszym projektem polega na zakupie i montażu dachowej elektrowni fotowoltaicznej o mocy 33,99 kW w miejscowości Olsztyn przy ul. Kopernika 47”
wartość projektu: 244 032,00 zł / dofinansowanie z UE: 206 904,45 zł (**85%**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **6,09 zł/W**.

10. tytuł projektu: „Celem projektu jest uzyskanie przez min 21 os. z Opolskiego nowych kwalifikacji uprawniających do wykonywania zawodu certyf. instalatora syst. PV.”, nazwa beneficjenta: MGG CONFERENCES SP. Z O.O.
„Celem projektu jest uzyskanie przez min 21 os. z Opolskiego nowych kwalifikacji uprawniających do wykonywania zawodu certyf. instalatora syst. PV.”
wartość projektu: 183 000,00 zł / dofinansowanie z UE: 155 550,00 zł (**85%**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **∞ zł/W**.

11. tytuł projektu: „BAJKOWA Piotr Komorowski - budowa mikroinstalacji fotowoltaicznej”, nazwa beneficjenta: BAJKOWA PIOTR KOMOROWSKI
„Niniejszy projekt zakłada dostawę i montaż dachowej instalacji fotowoltaicznej – 76 paneli (polikrystalicznych) o mocy 19,76 kW z 1 falownikiem, niezbędnym okablowaniem i osprzętem w m. Gajówki, nr domu 8A”
wartość projektu: 140 500,07 zł / dofinansowanie z UE: 119 000,00 zł (**85%**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **6,02 zł/W**.

12. tytuł projektu: „Budowa instalacji fotowoltaicznej o mocy 0,0498 MW przez Rzymskokatolicką Parafię Najświętszego Serca Pana Jezusa w miejscowości Wilkowo.”, nazwa beneficjenta: RZYMSKOKATOLICKA PARAFIA NAJŚWIĘTSZEGO SERCA PANA JEZUSA
„Przedmiotem projektu jest instalacja fotowoltaiczna gruntowa o mocy 0,0498 MW”
wartość projektu: 774 170,00 zł / dofinansowanie z UE: 626 254,50 zł (**81 %**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **15,55 zł/W**.

13. tytuł projektu: „Fotowoltaika szansą branży budowlanej”, nazwa beneficjenta: Wielkopolski Instytut Rozwoju Przedsiębiorczości i Edukacji Łukasz Dymek
„Program Operacyjny Kapitał Ludzki/Rozwój pracowników i przedsiębiorstw w regionie”
wartość projektu: 460 939,20 zł / dofinansowanie z UE: 391 798,32 zł (**85%**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **∞ zł/W**.

14. tytuł projektu: „Budowa 2 mikroinstalacji fotowoltaicznych przez Rzymskokatolicką parafię NMP Królowej Polski w Napiwodzie”, nazwa beneficjenta: PARAFIA RZYMSKO- KATOLICKA NMP KRÓLOWEJ POLSKI
„Inwestycja objęta niniejszym projektem polega na zakupie i montażu 2 elektrowni fotowoltaicznych o mocy każda po 39,75 kW w Napiwodzie i Zminej Wodzie.”
wartość projektu: 587 210,00 zł / dofinansowanie z UE: 498 703,50 zł (**85%**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **7,39 zł/W**.

15. tytuł projektu: „Budowa elektrowni fotowoltaicznej o mocy 950 kW wraz z niezbędną infrastrukturą w miejscowości Miłakowo”, nazwa beneficjenta: OTOWOLTAIKA PITYNY SPÓŁKA Z OGRANICZONĄ ODPOWIEDZIALNOŚCIĄ
„Przedmiotem projektu jest budowa elektrowni fotowoltaicznej o mocy 950 kW wraz z niezbędną infrastruktura techniczną w miejscowości Miłakowo”
wartość projektu: 8 434 649,65 zł / dofinansowanie z UE: 4 877 507,53 zł (**58%**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **8,88 zł/W**.

16. tytuł projektu: „Budowa instalacji fotowoltaicznej o mocy do 1,5 MW”, nazwa beneficjenta: EKO ENERGIA-FOTOWOLTAIKA BIS SPÓŁKA Z OGRANICZONĄ ODPOWIEDZIALNOŚCIĄ
„Inwestycja polega na zakupie i montażu elektrowni fotowoltaicznej o mocy 1,498MW w Kurabce”
wartość projektu: 8 040 928,20 zł / dofinansowanie z UE: 3 706 646,02 zł (**46%**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **5,37 zł/W**.

17. tytuł projektu: „Budowa elektrowni słonecznej w miejscowości Czerwona Woda o mocy 1 MW”, nazwa beneficjenta: RED LIGHT ENERGY SPÓŁKA Z OGRANICZONĄ ODPOWIEDZIALNOŚCI
„(brak celu i opisu projektu)”
wartość projektu: 5 803 816,36 zł / dofinansowanie z UE: 3 059 441,12 zł (**53%**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **5,80 zł/W**.

18. tytuł projektu: „Budowa elektrowni fotowoltaicznej Wilkowo”, nazwa beneficjenta: BOB ENERGETYK SPÓŁKA Z OGRANICZONĄ ODPOWIEDZIALNOŚCIĄ
„Inwestycja objęta niniejszym projektem polega na budowie 2 elektrowni fotowoltaicznych o mocy 2,0 MW, każda po 1,0 MW z jednym przyłączem na następujących działkach: Wilkowo”
wartość projektu: 14 389 524,00 zł / dofinansowanie z UE: 8 246 051,54 zł (**57%**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **7,19 zł/W**.

19. tytuł projektu: „Budowa farmy fotowoltaicznej przez przedsiebiorstwo BOB Energetyk w Olsztynie.”, nazwa beneficjenta: BOB ENERGETYK SPÓŁKA Z OGRANICZONĄ ODPOWIEDZIALNOŚCIĄ
„Inwestycja objęta niniejszym projektem polega na budowie elektrowni fotowoltaicznej o mocy 1,66 MW”
wartość projektu: 12 181 000,00 zł / dofinansowanie z UE: 6 997 130,00 zł (**57%**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **7,34 zł/W**.

20. tytuł projektu: „Budowa instalacji fotowoltaicznej o mocy do 700 kW w Boguszewie przez firmę Biodragon Sp. z o.o.”, nazwa beneficjenta: BIODRAGON SPÓŁKA Z OGRANICZONĄ ODPOWIEDZIALNOŚCIĄ
„Inwestycja objęta niniejszym projektem polega na budowie elektrowni fotowoltaicznej o mocy 695,52 kW wraz z budową stacji transformatorowe.”
wartość projektu: 4 183 000,00 zł / dofinansowanie z UE: 2 311 055,36 zł (**55%**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **3,32 zł/W**.

21. tytuł projektu: „Budowa mikroinstalacji fotowoltaicznej przez Parafię Miłosierdzia Bożego w Olsztynie.”, nazwa beneficjenta: RZYMSKOKATOLICKA PARAFIA POD WEZWANIEM MIŁOSIERDZIA BOŻEGO W OLSZTYNIE
„Inwestycja objęta niniejszym projektem polega na zakupie i montażu dachowej elektrowni fotowoltaicznej o łącznej mocy 34,16 kW w miejscowości 10-685 Olsztyn, ul. Franciszka Barcza 2”
wartość projektu: 219 102,30 zł / dofinansowanie z UE: 185 714,26 zł (**85%**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **6,41 zł/W**.

22. tytuł projektu: „Budowa elektrowni fotowoltaicznej w miejscowości Gródki - ETAP I”, nazwa beneficjenta: PV GRÓDKI SPÓŁKA Z OGRANICZONĄ ODPOWIEDZIALNOŚCIĄ
„Przedmiotem realizacji projektu jest budowa elektrowni fotowoltaicznej o mocy 1,12 MW w miejscowości Gródki.”
wartość projektu: 4 746 825,84 zł / dofinansowanie z UE: 2 126 398,19 zł (**45 %**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **4,24 zł/W**.

23. tytuł projektu: „Budowa elektrowni fotowoltaicznej przez przedsiębiorstwo Foltowoltaika Boćwinka Sp. z o.o.”, nazwa beneficjenta: FOTOWOLTAIKA BOĆWINKA SP. Z O.O.
„Wnioskodawca przewiduje budowę elektrownia fotowoltaicznej w gminie Kruklanki o mocy znamionowej 776 kW”
wartość projektu: 3 228 750,00 zł / dofinansowanie z UE: 1 380 910,38 zł (**43 %**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **4,16 zł/W**.

24. tytuł projektu: „Budowa farmy fotowoltaicznej o mocy 986 kW z niezbędną infrastrukturą techniczną i przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej w miejscowości Pomierzyn”, nazwa beneficjenta: ALFA FRUIT SPÓŁKA Z OGRANICZONĄ ODPOWIEDZIALNOSCIĄ
„Przedmiotem projektu jest budowa farmy fotowoltaicznej o mocy 0,986 MW Pomierzynie”
wartość projektu: 3 731 829,80 zł / dofinansowanie z UE: 1 707 433,93 zł (**46 %**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **3,78 zł/W**.

25. tytuł projektu: „„Budowa elektrowni fotowoltaicznej w miejscowości Kruszewnia””, nazwa beneficjenta: BOLESŁAW HLEBOWICZ
„Inwestycja objęta niniejszym projektem polega na budowie elektrowni fotowoltaicznej o mocy 1000,00 kW w miejscowości Kruszewnia”
wartość projektu: 3 394 570,00 zł / dofinansowanie z UE: 1 520 108,06 zł (**45 %**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **3,39 zł/W**.

26. tytuł projektu: „Budowa farmy fotowoltaicznej o mocy do 1 MW wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną i przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej w miejscowości Dębica”, nazwa beneficjenta: ES DĘBICA SPÓŁKA Z OGRANICZONĄ ODPOWIEDZIALNOŚCIĄ
„Przedmiotem projektu jest budowa farmy fotowoltaicznej o mocy do 1 MW w miejscowości Dębica”
wartość projektu: 3 355 509,32 zł / dofinansowanie z UE: 1 188 052,32 zł (**35 %**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **3,35 zł/W**.

27. tytuł projektu: „Instalacja paneli fotowoltaicznych przez Parafię pw. Znalezienia Krzyża Świętego w celu wykorzystania energii słonecznej do produkcji energii elektrycznej”, nazwa beneficjenta: RZYMSKO KATOLICKA PARAFIA POD WEZWANIEM ZNALEZIENIA KRZYŻA ŚWIĘTEGO W KLEBARKU WIELKIM
„Inwestycja objęta niniejszym projektem polega na zakupie i montażu naziemnej elektrowni fotowoltaicznej o mocy 39,75kW w miejscowości Klebark Wielki”
wartość projektu: 295 785,00 zł / dofinansowanie z UE: 241 862,30 zł (**82 %**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **7,44 zł/W**.

Jako ciekawostka podaję trzy przykłady, na co pomysłowi ludzie, otrzymują dotacje z UE na hasło „fotowoltaika” (... w tym **osoby niepełnosprawne!**):

28. tytuł projektu: „Quantum Glass – cienkowarstwowy konwerter promieniowania elektromagnetycznego”, nazwa beneficjenta: ML SYSTEM SPÓŁKA AKCYJNA
„Przedmiotem projektu jest wdrożenie do produkcji innowac. modułu fotowoltaicznego Quantum Glass, opartego o ogniwa typu QDSC, klasyfikowanych do III generacji ogniw PV. ... Odbiorcami produktu będą zarówno podmioty instytucjonalne jak i indywidualne, w tym osoby **niepełnosprawne**.”
(Osoby niepełnosprawne i ani słowa o parametrach, brak jakichkolwiek porównań do istniejących. Nic.)
wartość projektu: 40 335 390,00 zł / dofinansowanie z UE: 19 666 300,00 zł (**49 %**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **∞ zł/W**.

29. tytuł projektu: „Akademia fotowoltaiki”, nazwa beneficjenta: Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji
„Program Operacyjny Kapitał Ludzki. 8.1. Rozwój pracowników i przedsiębiorstw w regionie” (**I nic więcej nie wiadomo na co wydano 345 995,90 zł z dofinansowania UE. Ani jednego słowa**.)
wartość projektu: 407 054,00 zł / dofinansowanie z UE: 345 995,90 zł (**85 %**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **∞ zł/W**.

30. tytuł projektu: „Opracowanie innowacyjnej blachodachówki zintegrowanej z fotowoltaiką w ramach prac badawczo-rozwojowychl”, nazwa beneficjenta: ELECTROTILE SP. Z O.O.
„Planowana do opracowania blachodachówka stanowi innowację w skali świata (zgodną z Oslo Manual), a zarazem przełom na rynku energetyki prosumenckiej co potwierdza opinia o innowacyjności wydana przez Wydział Mechaniczny Politechniki Wrocławskiej (dostępna w siedzibie Spółki).”
wartość projektu: 3 344 412,44 zł / dofinansowanie z UE: 2 456 810,14 zł (**73 %**)
- koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w tym projekcie to **∞ zł/W**.

Patologia! Dlaczego?
Na stronie prywatnego inwestora-prosumenta, działającego prawie bez pomocy EU i polskiego rządu (dofinansowanie rządowe z Mój Prąd tylko 5 000 zł – 17,9 %): https://www.youtube.com/watch?v=y38tREXKzl8
został rzetelnie udokumentowany koszt budowy instalacji w postaci 48 paneli o łącznej mocy 15,12 kW. Ten koszt bez skażenia działaniem UE to 28 000 zł. Koszt jednego Wata mocy zainstalowanej w instalacji fotowoltaicznej w tym prywatnym projekcie to **1,85 zł/W**.
Koszt **1,85 zł/W** stanowi to zaledwie około 50 % analogicznego kosztu jednego Wata mocy zainstalowanej, **w przypadku najtańszych instalacji** współfinansowanych przez UE!
W przypadku najdroższych - z wymienionych powyżej instalacji współfinansowanych przez UE - ten koszt **1,85 zł/W** to zaledwie około 20 -25 % ich łącznej ceny!

Zasadne pytanie brzmi: jak to możliwe, że prywatny inwestor potrafi zbudować instalację od 2 do 4 czy nawet 5 razy taniej niż inny prywatny inwestor korzystający z pomocy UE?
Odpowiedź jest oczywista: „pomoc" UE jest przemyślnie rozkradana.

Po wtóre jak to jest, że podobne mocowo instalacje – w punktach jak niżej (15., 16., 17., 18. i 19.) dla mocy 1 MW i 1,5 MW – mają tak rozbieżne kosztorys idące w miliony zł:

15. 950 kW - wartość projektu: 8 434 649,65 zł / dofinansowanie z UE: 4 877 507,53 zł
17. 1 MW - wartość projektu: 5 803 816,36 zł / dofinansowanie z UE: 3 059 441,12 zł
18. 1 MW – wartość projektu: 7 194 762,00 zł / dofinansowanie z UE: 4 123 025,77 zł

16. 1,5 MW - wartość projektu: 8 040 928,20 zł / dofinansowanie z UE: 3 706 646,02 zł
19. 1,66 MW - wartość projektu: 12 181 000,00 zł / dofinansowanie z UE: 6 997 130,00 zł

Odpowiedź – i to ta najbardziej uprzejma – jest oczywista. Urzędnik który zatwierdza dwa projekty jak w pt. 16. i 19. gdzie różnica w kosztach sięga 50 % dla dwóch niemal identycznych instalacji 1,5/1,66 MW jest kompletnym analfabetą i jest to najbardziej uprzejma sugestia.
Podobna 50 % różnica – dla dwóch niemal identycznych instalacji 0,95/1 MW – występuje w pt. 15. i 17.

Kolejna metoda działania jaka się rysuje z tych 27 przykładów - to **metoda „na plebana".** Ewidentnie w poz. 8., 9., 12., 14., 21. i 27. rzuca się w oczy wysokość dofinansowania UE na poziomie od 81 do 85 % jak i wysoki koszt jednego Wata mocy zainstalowanej.

8. dofinansowanie z UE: **85%** / koszt jednego Wata mocy zainstalowanej **6,27 zł/W**
9. dofinansowanie z UE: **85%** / koszt jednego Wata mocy zainstalowanej **6,09 zł/W**
12. dofinansowanie z UE: **81%** / koszt jednego Wata mocy zainstalowanej **15,55 zł/W**
14. dofinansowanie z UE: **85%** / koszt jednego Wata mocy zainstalowanej **7,39 zł/W**
21. dofinansowanie z UE: **85%** / koszt jednego Wata mocy zainstalowanej **6,41 zł/W**
27. dofinansowanie z UE: **82%** / koszt jednego Wata mocy zainstalowanej **7,44 zł/W**

Zwraca też uwagą w poz. 12. koszt jednego Wata mocy zainstalowanej równy 15,55 zł/W a więc 8,4 razy (840 %) wyższy niż we wspomnianym prywatnym projekcie w którym ten koszt był równy 1,85 zł/W.

Różnica na 840 %! Kto by pomyślał? Widać mają rozmach ...

Jest też oczywiste, że żaden proboszcz nie ma nic wspólnego z tymi projektami robionymi „pod nich" z robionymi wielkim „rozmachem", nawet na 840 % wartości rynkowej, ponieważ to nie proboszcz fizycznie sporządzał te wnioski i nie proboszcz je opiniował i sobie przyznawał.
Stąd i zasadna nazwa metody „na plebana".

Tak więc – choć same wartość tych kościelnych projektów oscylują bliżej szarego końca – to i tu znaleziono skuteczne rozwiązanie dla „pozyskiwania" tych okruchów z dotacji UE.

Średnia wartość każdego z tych 6 kościelnych projektów to tylko 296 849,90 zł wobec aż 8 razy większej średniej wartości pozostałych projektów, równej 2 394 179,13 zł dla każdego z 275 projektów z danych Ministerstwa Funduszy i Polityki Regionalnej dotyczących fotowoltaiki i OZE.

Na koniec trzy projekty które co prawda nie generują ani jednego Wata mocy zainstalowanej, ale stanowią swoiste perełki niemożliwe nawet skomentowania. I tak mamy:

28. – „cienkowarstwowy konwerter promieniowania elektromagnetycznego" dla kaleki
29. – „Akademia fotowoltaiki"
30. – „blachodachówki zintegrowanej z fotowoltaiką"

Tak, tak, to nie żart.

To trzy projekty warte 44 025 798,34 (czterdzieści cztery miliony ...) zł.

8. Socjalistyczne metody wcielania energetyki fotowoltaicznej – dwuetapowy plan

8.1. Jak w planowy i socjalistyczny sposób rząd wciela jedynie słuszne elektrownie PV – krok pierwszy

Podejście rządzących, mające wcielić w system energetyczny elektrownie fotowoltaiczne, **jest dwuetapowe**.

W obu etapach **zastosowano zasadę zabierania biednym pieniędzy w podatkach i rozdawania chętnym w postaci bezzwrotnych dotacji**. Jednak jest taka różnica:

Pierwszy etap, to zachęta/wabik na starcie, mający przyciągnąć chętnego do udziału w tym złodziejskim procederze.
Są to są słynne dotacje. Są to **dotacje Ministerstwa Funduszy i Polityki Regionalnej sięgające 85% kosztu inwestycji**, jak pokazano na przykładach powyżej, jak też masowe dotacje Ministerstwa Klimatu.

Zgodnie z zasadami uruchomionego pod koniec sierpnia 2019 roku programu „Mój Prąd" osoby fizyczne instalujące domowy system fotowoltaiczny o mocy od 2 kW do 10 kW mogą liczyć na dotację w wysokości do 5 tys. zł, przy czym dotacja nie może przekroczyć 50 proc. kosztu kwalifikowanego.

> (Wydatkami kwalifikowanymi są nazywane te koszty, które zostały poniesione przez przedsiębiorców podczas prowadzenia przez nich projektu o dotacje z funduszy Unii Europejskiej w okresie ich kwalifikowalności i kwalifikują się do refundacji w ramach udzielonego im dofinansowania. – wikipedia.pl)

Ministerstwo Klimatu poinformowało o dotychczasowych efektach drugiej edycji programu „Mój Prąd", w której wnioski o dotacje na domowe instalacje fotowoltaiczne są przyjmowane od 13 stycznia 2020 r.
Od początku tego miesiąca wnioski można składać tylko drogą elektroniczną. Obecnie wnioski o dotacje z „Mojego Prądu" zatwierdza minister klimatu Michał Kurtyka, który do tej pory zatwierdził 5042 wnioski o dotacje w łącznej wysokości 24,95 mln zł.
Łączna moc instalacji, które zrealizują dotychczasowi beneficjenci dofinansowania z drugiej edycji Mojego Prądu wynosi 28,3 MW. Daje to jednostkową, średnią moc dofinansowanej instalacji na poziomie 5,61 kW.

Rząd ma przeznaczyć na „Mój Prąd" w sumie 1 miliard złotych, co powinno wystarczyć na dotacje dla 200 tys. właścicieli domowych mikroinstalacji fotowoltaicznych na 1 122,57 MW mocy zainstalowanej.

Reasumując, w pierwszym etapie pomoc państwa polega na rozdawaniu jednorazowych dotacji sięgające 85% kosztu inwestycji lub 5 000 zł na zachętę celem zbudowania samemu domowej elektrowni/instalacji fotowoltaicznej prosumenta.

8.2. Jak w planowy i socjalistyczny sposób rząd wciela jedynie słuszne elektrownie PV – krok drugi

Drugi etap rozdawnictwa jest znacznie bardziej wyrafinowany. **Polega on na zwolnieniu producentów energii fotowoltaicznej od opłat, które ponoszą wszyscy konsumenci energii elektrycznej**.
Chodzi o trzy pozycje na każdej fakturze za e.e. które mają nazwy: Opłata jakościowa, Opłata sieciowa zmienna, Opłata kogeneracyjna. Na każdej fakturze za e.e. pozycje te zależą od poboru energii i oznaczają:

- **Opłata jakościowa** – Koszt utrzymania równowagi w systemie elektroenergetycznym. Jest ustalana przez PSE Operator. Jest to koszt rozbudowy oraz modernizacji sieci energetycznej. Wysokość opłaty jakościowej ustalimy mnożąc stawkę opłaty (0,0108 zł/kWh) przez ilość zużytej przez nas energii.

- **Opłata sieciowa zmienna** – Koszt przesyłania energii elektrycznej sieciami WN i SN do odbiorcy końcowego. Zawiera koszty dystrybucji energii. Zawiera cenę prądu oraz jego transportu przez sieć, a zależy od comiesięcznego zużycia w naszym domu.

- **Opłata kogeneracyjna** – Na podstawie Ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. z 2019 r. poz. 42, z późn. zm.), zwanej dalej: „ustawą kogeneracyjną". Procedowanie nowego mechanizmu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji jest związane z wygasaniem z końcem 2018 r. dotychczasowego systemu wsparcia w postaci certyfikatów. Od 2019 roku ten system zastąpiły aukcje, a koszty zostały przeniesione na odbiorców końcowych w postaci nowej opłaty kogeneracyjnej, doliczanej do ich rachunków.
Na naszej fakturze pojawi się opłata kogeneracyjna (1,58 zł/MWh) jako „wsparcie" dla jednostek produkujących jednocześnie energię elektryczną i energię cieplną. Cena netto opłaty kogeneracyjnej to 1,58 zł/MWh.

W tej kwestii Urząd Regulacji Energetyki wyjaśnia, że na podstawie zapisu ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 22 czerwca 2016 roku a dokładnie na art. 40 ust. 1a prosument nie uiszcza:

– opłaty na rzecz Sprzedawcy, z tytułu jej rozliczenia
– opłat za usługę dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez prosumenta.

W przypadku **typowej faktury konsumenckiej**, w przypadku poboru **ilości energii równej 827,08 kWh**
(827,08 kWh to ilość energii jaką produkuje 1 kW mocy zainstalowanej PV na podstawie rzeczywistych danych PSE – patrz dane z Tab. 2.1.)
i ich ekstrapolacja na 12 pełnych miesięcy) wygląda to następująco:

Lp.	Rodzaj opłaty konsumenta za e.e.	Ilość pobranej energii [kWh]	Cena netto [zł/kWh]	Stawka VAT [%]	Wartość netto [zł]	Wartość brutto [zł]
1	Opłata za energię (energia czynna)	827,08	0,2762	23	228,44 zł	280,98 zł
2	Opłata jakościowa	827,08	0,0130	23	10,75 zł	13,22 zł
3	Opłata sieciowa zmienna	827,08	0,1349	23	111,57 zł	137,23 zł
4	Opłata kogeneracyjna	827,08	0,0016	23	1,31 zł	1,61 zł
	suma opłat 2 – 4:					**152,07**
	procentowo suma opłat 2 – 4 do kosztu energii pobranej:					**54 [%]**

Tab. 8.1. Tabela rodzajów opłat zwykłego, szarego konsumenta (nie prosumenta!) za energię elektryczną.

Teraz wyobraźmy sobie taką sytuację: **prosument** (nowe określenie wymyślone dla takiego sponsorowanego przez państwowy budżet takiego konsumenta-producenta e.e. którego nie ma w słowniku j. p.) **jest zwolniony z tych opłat**. **Prosument to taka nowa szlachta w obrocie energią elektryczną.**

Prosument to też taki „inwestor”, który zainstalował sobie zwykle kilkanaście paneli PV i został producentem, a nie tylko konsumentem energii elektrycznej. *„I to zielonej, powstającej dzięki wykorzystaniu energii słońca.”*

Prosument zgodnie z ustawą o odnawialnych źródłach energii (OZE) jest odbiorcą końcowym, **który nie wykorzystuje energii na potrzeby produkowania, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej.**

Dlatego faktura prosumencka różni się od standardowej faktury za prąd. Znajduje się w niej podsumowanie ilości e.e. oraz rozliczenie energii pobranej z sieci i energii wyprodukowanej. Nie ma **opłat zwykłego konsumenta za e.e. – pos. 2 – 4 z Tab. 8.1.**

Prosument wnosi tylko minimalne opłaty dystrybucyjne.

Zobaczmy jak to działa. Prosument przesyła do państwowego systemu elektroenergetycznego, przez państwowe sieci elektroenergetyczne, swój urobek roczny z 1 kW elektrowni PV równy **827,08 kWh** (ilość energii jaką produkuje 1 kW mocy zainstalowanej PV), następnie pobiera równowartość 80 % tego co przesłał, czyli 0,8 x 827,08 kWh = **661,66 kWh**.

Wszystkie opłaty prosumenta to:
- Akcyza = 0,02 zł/kWh + 23 % VAT
- Opłata sieciowa stała (składnik stały stawki sieciowej) w wysokości 11,17 zł/mies. + 23 % VAT
  - dla instalacji jednofazowej opłata w taryfach G12 oraz G12w wynosi 7,65 zł/mies. + 23 % VAT,
  - dla trójfazowej G12 oraz G12w opłata wynosi 11,17 zł/mies. + 23 % VAT
  - dla instalacji jednofazowej w taryfie G11 opłata wynosi 3,72 zł zł/mies. + 23 % VAT,
  - dla trójfazowej to 6,10 zł zł/mies. + 23 % VAT.
- Opłata przejściowa = 6,50 zł/mies. + 23 % VAT
  - stawka opłaty przejściowej zależy od rocznego zużycia energii. Jej wysokość jest taka sama dla taryf G11, G12, G12w i wynosi od zużycia wynosi: <500 kWh = 0,45 zł; 500 – 1200 kWh = 1,9 zł; >1200 kWh = 6,50 zł
- Opłata abonamentowa = 0,40 zł + 23 % VAT
  - zależy od sposobu odczytu i wynosi od 3 zł/raz na mies. do 0,58 zł/raz na dwa mies. odczyt zdalny.

które to opłaty płaci również każdy indywidualny odbiorca energii, nie będący prosumentem.

Drugi etap rozdawnictwa oznacza, że prosument nie ponosi żadnych opłat za transfer rocznego urobku z 1 kW elektrowni PV w obie strony!

Oszczędza na tym przesyle brutto: 152,07 zł + 80% * 152,07 zł = 273,73 zł, a więc kwotę równą opłacie za energię (280,98 zł), jaką ponosi zwykły szaraczek nie należący do tej uprzywilejowanej grupy prosumentów!

* - 80% to współczynnik ilościowy, czyli ilości energii pobranej z sieci SE z przesłanej wcześniej do tegoż SE. Rozliczenie z użyciem współczynnika ilościowego wynika bezpośrednio z ustawy o OZE, a wysokość współczynnika ustala się na poziomie 0,8 bądź 0,7 w zależności od wielkości instalacji PV. Współczynnik ten równy jest 0,8 - fotowoltaika o mocy do 10 kWh, powyżej mocy do 40 kWh równy 0,7. Wskaźnik ten należy rozumieć tak, iż za każdy oddany 1 kWh energii z paneli słonecznych, odebrać z sieci możemy bez żadnych opłat do 0,8 kWh.

W przypadku instalacji PV o mocy 5 kW jest on dotowany rocznie kwotą 1 368,63 zł kosztem budżetu państwa, czyli całej rzeszy frajerów, którzy się nań (pod przymusem ustawowym) składają w podatkach (Opłata jakościowa, Opłata sieciowa zmienna, Opłata kogeneracyjna).

Zważywszy, że roczny koszt wyprodukowanej energii brutto jest równy: 5 * 280,98 zł = 1 404,90 zł to **cały zysk z 5 kW elektrowni PV bez ukrytej rządowej dotacji jest równy**: 1 404,90 zł - 1 368,63 zł = **36,27 zł**.

Jak bezczelnie są prosumenci sponsorowani w produkcji „swojej energii elektrycznej" w zakresie jej przesyłania i dystrybucji niech świadczą dane liczbowe udziału kosztów tego przesyłu w cenie 1 MW farmy fotowoltaicznej:

	Element instalacji	Udział w kosztach
1	Moduły	43%
2	Falowniki	7%
3	**Stacja transformatorowa**	**12%**
4	Konstrukcja	22%
5	Ogrodzenie	< 1%
6	Ochrona przepięciowa i odgromowa	1%
7	Zabezpieczenia	< 1%
8	Okablowanie DC wraz z konektorami	< 1%
9	Okablowanie AC oraz ZK	2%
10	Oświetlenie i monitoring	< 1%
11	Organizacja placu budowy	< 1%
12	Dodatkowe urządzenia i sprzęt	1%
13	Prace projektowe – pozwolenie na budowę	1%
14	Prace konstrukcyjno budowlane oraz pomiary	8%

Tab. 8.2. Tabela przybliżonych, procentowych kosztów budowy 1 MW farmy fotowoltaicznej.

Zważywszy, że farma o mocy zainstalowanej 1 MW kosztuje 6 mln. zł to 12 % koszt samej stacji nN/SN jest równy 720 tys. zł. Koszt ten (12 %) w przypadku mikroinstalacji prosumenckiej 5 kW **to kolejne 3 600 zł państwowego sponsoringu**, który ponoszą wszyscy konsumenci i podatnicy utrzymujący polski system elektroenergetyczny.
Jest to jednak niezbyt precyzyjne oszacowanie kosztów budowy zasilania, więc posłużymy się bardziej precyzyjnym oszacowaniem, ze źródła: http://www.stacjetransformatorowe.pl/porownanie-kosztow-budowy/

Porównajmy zatem koszt budowy dla przykładowej stacji transformatorowej 630 kVA o mocy przyłączeniowej 550 kW z polem odpływowym w postaci rozdzielnicy nN. **Może ona współpracować z 110 instalacjami prosumenckimi o mocy 5 kW**. Najbardziej typowa w tym zastosowaniu jest stacja słupowa i to jej koszt będzie dalej brany do obliczeń.

KOSZTY BUDOWY ZASILANIA	**SŁUPOWA**	**KONTENEROWA**	**ICZ-E**
Usytuowanie stacji	Przy granicy działki	Na terenie działki	Na hali produkcyjnej
Odległość kabla zasilającego SN	5 m	50 m	350 m
Odległość kabli zasilających nN	350 m	300 m	25 m
Koszt budowy kompletnej stacji	81 000,00 zł	159 000,00 zł	169 000,00 zł
Koszt budowy linii zasilających	247 477,77 zł	216 825,75 zł	53 639,50 zł
Całkowity koszt budowy	328 477,77 zł	375 825,75 zł	212 639,50 zł
Koszty strat w przesyle energii elektrycznej w okresie 1 roku:			
STRATY ENERGII ELEKTRYCZNEJ	**SŁUPOWA**	**KONTENEROWA**	**ICZ-E**
Linia nN	93 606,91 zł	80 240,02 zł	6 683,44 zł
Linia SN	1,29 zł	14,20 zł	99,37 zł
Linie nN i SN razem	93 608,20 zł	80 254,22 zł	6 782,81 zł

Tab. 8.3. Porównanie kosztów budowy i eksploatacji stacji SN/Nn o mocy przyłączeniowej 550 kW i transformatorze o mocy 630 kVA. Najbardziej typowa w zastosowaniu prosumenckim (małe miasteczka i wsie) jest stacja słupowa jej koszt będzie dalej brany do obliczeń porównawczych.

Całkowity koszt budowy takiej stacji to **328 477,77 zł**. Z jej mocy przyłączeniowej 550 kW wynika, że może ona współpracować z **110 instalacjami prosumenckimi po 5 kW każda**. Koszt budowy na jedną taką instalację jest równy:
328 477,77 zł / 110 = **2 986,16 zł**.
Jednak ten koszt to nie wszystko czym państwo obdarowuje prosumenta. O wiele bardziej istotne są koszty eksploatacyjne które winny być ponoszone w czasie użycia elektrowni PV podłączonej do sieci miejscowego operatora. Dla tej pozycji opisanej jako „**Koszty strat w przesyle energii elektrycznej w okresie 1 roku**" mamy:
93 608,20 zł / 110 = 850,98 zł na każda instalację prosumencką o mocy 5 kW.

Powyżej wykazałem, że w drugim etap rozdawnictwa prosument nie ponosi żadnych opłat za transfer rocznego urobku z każdego 1 kW elektrowni PV „w obie strony", oszczędzając na tym przesyle brutto:
152,07 zł + 80% * 152,07 zł = **273,73 zł**

W przypadku instalacji 5 kW, kwota ta jest równa: **273,73 zł x 5 = 1368,65 zł** i znakomicie współgra z **Kosztami strat w przesyle energii elektrycznej w okresie 1 roku** dla omawianej stacji i **równymi 850,98 zł**.

Kwoty przesyłowe wyliczone z faktury za energię (dla instalacji 5 kW to 1368,65 zł) są bardzo zbliżone do rzeczywistych kosztów w przypadku omawianej stacji, dla której przyjęto długość linii nN 350 m, ponieważ wyliczone na jednego

prosumenta 5 kW straty dla stacji równe 850,98 zł, z uwzględnieniem zwrotnego transferu energii do prosumenta w wysokości 80 % dają:
850,98 zł + 0,8 x 850,98 zł = **1531,76 zł**

Jest więc zadziwiająca zgodność kwot sponsoringu państwowego **1368,65 zł** pomijanego na prosumenckich fakturach i wyliczonej (dla przykładowej stacji trafo z przyłączem) kwoty równej 1531,76 zł.
(Elektrycy to jednak potrafią spenetrować prawdę i dokonać prawdziwych i precyzyjnych obliczeń! ;-))

Wracając do kwestii państwowego sponsoringu prosumentów, biorąc pod uwagę, że **cały zysk roczny z 5 kW elektrowni PV przy zachowaniu reguł rynkowych jest równy 36,27 zł** oraz biorąc pod uwagę, że **obecna rynkowa cena takiej instalacji PV o mocy 5 kW to 28 000 zł**, to zwrot tej inwestycji – przy uwzględnieniu uczciwych reguł rynkowych – nastąpiłby po upływie:

28 000 zł / 36,27 zł = 772 latach (siedemset siedemdziesiąt dwa lata).

WNIOSEK 8.1.

Amortyzacja instalacji PV o mocy 5 kW, bez państwowego sponsoringu, przy jej obecnej cenie rynkowej równej 28 000 zł, przy uwzględnieniu uczciwych reguł rynkowych, następuje po upływie 772 lat (siedemset siedemdziesięciu dwóch lat).

Biorąc pod uwagę tolerancję obliczeń i rynkową cenę instalacji PV która nie jest wszak sztywna to zwrot takiej 5 kW instalacji PV może nastąpić w czasie 173 lat **jak i w wieczności i to z dużym deficytem**.

Jak widać, ta makabra zwana PV, polega na tym, że państwo zabiera jednym (frajerom), aby dać drugim (prosumentom) a sobie przypisać chwałę twórcy „Zielonego Ładu” który tak naprawdę jest brunatnym g... a nie żadnym zielonym a tym bardziej ładem.

I to jest cała prawda o tym socjalistycznym oszustwie na gigantyczną skalę: **czas amortyzacji 772 lata**.

Mając na uwadze procentową utratę mocy (LID) ogniwa PV rzędu 0,6-1,0 [%/rok], niezbędne naprawy, przeglądy konserwacyjne itp. wydatki - czas ten się samoistnie wydłuża się do **∞** i jeszcze dalej.

W taki to sprytny i planowy sposób, socjaliści rządzący w III RP, wcielają jedynie słuszne elektrownie PV, kosztem reszty społeczeństwa, które nawet o tym swoim współ finansowaniu „Zielonego Ładu” nic nie wie, ale jednak musi to-to finansować w sposób zawoalowany, jak to zawsze u wszelkiej maści socjalistów bywa, bo każdy socjalista/komunista zawsze ukrywa swoje prawdziwe zamiary – koszty – i nawet groby jak w Katyniu. Socjalista/komunista już taki jest z natury i najlepiej z nim postępować tak, jak zalecał Józef Mackiewicz.

9. Problem mocy biernej pojemnościowej w systemach fotowoltaicznych

9.1. Problem mocy biernej o charakterze pojemnościowym w systemach fotowoltaicznych – przykłady

Przykład: Przedsiębiorca zainstalował sobie elektrownię fotowoltaiczną **o mocy szczytowej 40 kW**.

Za maj i czerwiec 2020 otrzymał fakturę na której wyszczególniono jego produkcję energii tak oto:

maj 2020
pobór energia czynna = 3695 kWh x 0,405 zł/kWh + 23 % = **1496,48 zł**
wprowadzenie energia czynna = 4706 kWh
pobór energia bierna pojemnościowa = 5286 kvarh x 0,5829 zł/kvarh + 23% = **3789,89 zł**
pozostała do rozliczenia energia całodobowa = 817 kWh x 0,405 zł/kWh + 23 % = **406,99 zł**
czerwiec 2020
pobór energia czynna = 3729 kWh x 0,405 zł/kWh + 23 % = **1510,25 zł**
wprowadzenie energia czynna = 3554 kWh
pobór energia bierna pojemnościowa = 5848 kvarh x 0,5829 zł/kvarh + 23**% = 4192,82 zł**
pozostała do rozliczenia energia całodobowa = 825 kWh x 0,405 zł/kWh + 23 % = **410,98 zł**

Pozostała do rozliczenia ilość energii pobranej z zakładu energetycznego = **1642 kWh**

Tak więc przedsiębiorca mógł za te dwa miesiące kupić jak człowiek energię za **3006,72 zł**, ale zainstalował sobie fotowoltaikę i dopłacił do tej kwoty za pobór energii biernej pojemnościowej **7982,71 zł** a więc 265 % więcej! tak, że mu wyszła średnia cena brutto (za to co dokupił 1642 kWh)= **5,87 zł/kWh** – tu źródło: https://www.youtube.com/watch?v=-340E_IrMJc
Tu źródło: https://www.youtube.com/watch?v=-340E_IrMJc&t=14s

Sytuacja tak miała też miejsce w przypadku rachunków prosumentów z terenu PGE Białystok. W wyniku rozliczeń za I połowę 2016 pojawiły się dodatkowe opłaty za energię bierną pojemnościową w cenie 0,49 zł/kvarh + 23% VAT.
Co ciekawe to opłata za energię bierną pojemnościową nie jest póki co naliczana na wszystkich rachunkach za energię prosumentów z obszaru PGE. Co więcej, ta opłata nie była naliczana w poprzednich okresach rozliczeniowych u tamtejszych prosumentów. PGE Białystok jednak się z tego wycofał i skorygował wcześniejsze faktury.

Również na portalu https://www.elektroda.pl/rtvforum/topic3123725.html jest sygnalizowany problem generacji mocy biernej pojemnościowej przez falowniki małych prosumentów. Oto dane tych użytkowników portalu:

Kody OBIS	**Kierunek i rodzaj energii**	**prosument nr 1**	**prosument nr 2**	**prosument nr 3**	**prosument nr 4**	**prosument nr 5**	**prosument nr 6**	**prosument nr 7**
1.8.0	Pobór +kWh A+/P+	8754	1450	617,3	3434	1359	2240	30740,7
5.8.0	Pobór Ri+/QL+ kwadrant I	248	3200	16,6	218	44	30	1716,1
8.8.0	Pobór Rc-/QC- kwadrant IV	2293	2650	234,3	707	402	476	2669,6
3.8.0	Pobór R+/Q+							
2.8.0	Oddawanie -kWh A-/P-	9561	4500	1063,8	2502	1602	903	1425,5
6.8.0	Oddawanie Rc+/QC+ kwadrant II	54						
7.8.0	Oddawanie Ri-/QL- kwadrant III	1513						
4.8.0	Oddawanie R-/Q-							

Tab. 9.1. Tabela generacji mocy biernej pojemnościowej przez falowniki 7 przykładowych prosumentów.

Na miejscu będzie powiedzieć jak wygląda kwestia mocy biernej pojemnościowej wprowadzanej do sieci w innych krajach. W innych krajach zazwyczaj pobieranie mocy biernej pojemnościowej jest traktowane bardziej surowo, co może przejawiać się:
• wyższymi stawkami za energię pojemnościową niż indukcyjną (np. Bułgaria, Litwa, Łotwa) **gdzie cena za energię pojemnościową jest 10-krotnie wyższa w porównaniu z ceną za energię indukcyjną**)
• niższym limitem poboru mocy pojemnościowej niż indukcyjnej (np. Belgia, Finlandia) określonym dopuszczalnym współczynnikiem mocy (np. w Belgii limit ten jest uzależniony od poziomu napięcia zasilania odbiorcy, w Finlandii limit

dopuszczalnego poboru energii pojemnościowej jest równy ¼ limitu energii indukcyjnej) lub brakiem takiego limitu dla mocy pojemnościowej.
• brakiem dopuszczalnego limitu dla mocy pojemnościowej, w przeciwieństwie do indukcyjnej (np. Polska, Portugalia, Rumunia).

Skąd te obostrzenia? **Moc bierna dla zakładów energetycznych oznacza straty i zagrożenia**.
Zwłaszcza moc bierna pojemnościowa jest niebezpieczna ponieważ pojemnościowy charakter odbioru może stwarzać zagrożenie przyrostu napięcia w punkcie przyłączenia do sieci i przekroczenia dopuszczalnych wartości napięć. Z punktu widzenia funkcjonowania systemu elektroenergetycznego moc bierna, obok mocy czynnej: zwiększa straty mocy czynnej i spadki napięć na elementach sieci oraz ogranicza zdolność przesyłową sieci i zdolności wytwórcze generatorów, a także pogarsza warunki pracy wyłączników i rozłączników (bardzo drogie aparaty elektryczne).

W chwili generacji mocy pojemnościowej do sieci na dolne zaciski transformatora (od strony prosumenta czyli strony nN transformatora) mogą pojawić się niekorzystne warunki jego pracy – związane z obciążeniem pojemnościowym.

Podczas biegu jałowym transformatora, gdy falownik stanowi praktycznie jego jedyne obciążenie, może dojść do wzrostu napięcia na jego dolnych zaciskach. Pojemnościowe obciążenie transformatora powoduje powstawanie zwiększonej zawartości wyższych harmonicznych, a w konsekwencji – dodatkowe straty i nagrzewanie się transformatora.

Stosowane przez dostawców energii kary za ponadumowny pobór mocy biernej, indukcyjnej i pojemnościowej, mają na celu nie tylko rekompensatę za zwiększone straty mocy czynnej, ale są one również środkiem wymuszającym na odbiorcach stosowanie układów kompensacji mocy biernej tak indukcyjnej jak i pojemnościowej **z tym, że kary za moc pojemnościową są bardziej dotkliwe, bo jest ona bardziej niebezpieczna dla systemu przesyłowego**.
Energia bierna pojemnościowa rozliczana jest za każdy kvar a więc inaczej niż energia bierna indukcyjna która rozliczana jest gdy przekroczy określoną wartość wykazaną jako tg fi = 0,4, kiedy to dopiero powoduje naliczanie opłat.

Dlatego w Polsce **dystrybutorzy energii elektrycznej pobierają opłaty za wprowadzenie do sieci każdej ilości energii biernej pojemnościowej w grupach taryfowych A21, A23, B21, B22, B23, C21, C22a, C22b, C23**.
Poniżej przykład opłaty w Polskim RWE, w taryfie B21 z dnia 31.12.2015 za energię bierną pojemnościową – **za jedyne 13 kvarh** – od odbiorcy pobierającego z dwóch przyłączy około 500 MWh / mies.:

Dystrybucja energii elektrycznej

	Strefa	Okres zużycia	Ilość	Cena netto [zł]	Wartość netto [zł]	Stawka VAT [%]	Podatek VAT [zł]	Wartość brutto [zł]
Opłata jakościowa		01.12.15-31.12.15	220,793 MWh	11,52	2 543,54	23	585,01	3 128,55
Opłata sieciowa zmienna	całodobowa	01.12.15-31.12.15	220,793 MWh	20,27	4 475,47	23	1 029,36	5 504,83
Opłata sieciowa stała		01.12.15-31.12.15	1 000 kW	6,80	6 800,00	23	1 564,00	8 364,00
Opłata przejściowa		01.12.15-31.12.15	1 000 kW	2,16	2 160,00	23	496,80	2 656,80
Opłata abonamentowa		01.12.15-31.12.15	1 m-c	13,32	13,32	23	3,06	16,38
Energia bierna pojemnościowa	całodobowa	01.12.15-31.12.15	0,013 Mvarh	181,55	2,36	23	0,54	2,90
Razem					**15 994,69**		**3 678,78**	**19 673,47**

Sprzedaż i dystrybucja energii elektrycznej

Razem					**68 240,94**		**15 695,42**	**83 936,36**

Rys. 9.1. Fragment faktury VAT dla dużego odbiorcy z naliczoną karą **za jedyne 13 kvarh** wprowadzenia energii biernej pojemnościowej do sieci 15 kV RWE Polska. Kara dla odbiorcy pobierającego z dwóch przyłączy około 500 MWh / mies.

Jak widać, dla firm (dużych odbiorców) nie ma żadnej litości. **Inaczej jest w przypadku właścicieli mikro instalacji**, którzy nie mają obowiązku kompensacji mocy biernej w posiadanych przez nich mikro instalacjach i nie ponoszą żadnych konsekwencji za wprowadzanie dużych ilości energii pojemnościowej do sieci – tysięcy kvarh miesięcznie – patrz **Tab. 9.1.**

Sytuacja jest zgoła nienormalna i ciśnie się pytanie co ją powoduje? Dlaczego od odbiorcy pobierającego około 500 MWh / mies. pobiera się opłatę za śladowe 13 kvarh w miesiącu a od „prosumenta nr 2" pobierającego jedynie 1,45 MWh a więc 350x mniej, nie pobiera się opłaty za 2 650 kvarh a więc 200x więcej?
Sytuacja jest nie tylko nienormalna, ale i skandaliczna: tu „prosument nr 2" pobierający ok. 350x mniej energii czynnej wytwarza 204x (2650 kvarh / 13 kvarh =204) więcej energii biernej pojemnościowej i nie ponosi za to żadnych konsekwencji finansowych, tylko dlatego, że jest PROSUMENTEM?!

Przykładem potwierdzającym poważne problemy systemów fotowoltaicznych z mocą bierną pojemnościową w Polsce jest wspomniana już farma o mocy 1,4 MW zlokalizowana w miejscowości Bordziłówka w gminie Rossosz, farma zbudowana w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Lubelskiego 2007–2013.



Rys. 9.2. Farma fotowoltaiczna o mocy 1,4 MW, która powstała w lubelskiej wsi Bordziłówka (gm. Rossosz) w środku lessowych, urodzajnych pól i urokliwych brzeziniaków.



Rys. 9.3. Elektrownia w Bordziłówce składa się 5560 paneli fotowoltaicznych o mocy 250W każdy. Zajmuje powierzchnię pięciu boisk piłkarskich w środku lessowych, urodzajnych pól i urokliwych brzeziniaków wokół lubelskiej wsi.



Rys. 9.4. Farma fotowoltaiczna o mocy 1,4 MW, która powstała w lubelskiej miejscowości Bordziłówka (gm. Rossosz) w środku lessowych, urodzajnych pól i urokliwych brzeziniaków.

Inwestycja na której zainstalowano łącznie 5 664 panele fotowoltaiczne w systemie grid-connected.
„Budowa elektrowni została zakończona w październiku 2014 r., a jej zleceniodawcą jest Energia Dolina Zielawy powołana przez lokalne samorządy, która w drodze przetargu publicznego do realizacji zadania wyłoniła firmę Maybatt Sp. z o.o., Sp. k. w konsorcjum z Elektromontażem – Lublin Sp. z o.o.
Postawione przez zamawiającego wysokie oczekiwania techniczne co do zastosowanych rozwiązań miały znaczący wpływ na wybór przez wykonawcę dostawców poszczególnych elementów instalacji. Jako dostawcę „serca" systemu, a więc falowników solarnych, wybrano firmę Delta Energy Systems, która w ramach projektu dostarczyła 70 falowników Delta Solivia 20TL G4 o mocy 20kVA i 3 inwertery o mocy AC 3,5 kW wyróżniające się bardzo dobrą sprawnością oraz – ***co niezwykle ważne dla efektywnej pracy farmy – zapewniła lokalne wsparcie techniczne i serwis producenta****. Średnio na każde 80 sztuk modułów fotowoltaicznych polikrystalicznych o mocy 250 Wp, zainstalowano jeden inwerter o mocy czynnej AC 20 kW każdy*."

I tak to miało być pięknie:
„Porozumienie gmin „Dolina Zielawy" powstało w 2007 r. ***w celu łatwiejszego zdobycia finansowania z Unii Europejskiej*** *na wspólne działania. Pierwsza umowa o współpracy została podpisana w 2008 r. i obejmowała wspólne przygotowanie wniosku o dofinansowanie w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Lubelskiego na lata 2007–2013. „Dolina Zielawy" zrealizowała do tej pory kilka projektów, w tym zamontowanie ok. 1000 kolektorów słonecznych w budynkach mieszkalnych pięciu gmin.*
Porozumieniu zależy na ochronie środowiska, zrównoważonym rozwoju oraz lokalnym bezpieczeństwie energetycznym*. Ponadto jego członkowie poszukują innowacyjnych i ekologicznych rozwiązań dotyczących redukcji zużycia energii oraz produkcji energii ze źródeł odnawialnych.* ***W 2011 roku delegacja wyjechała na wizytę studyjną do największej ówcześnie farmy fotowoltaicznej w Polsce zlokalizowanej w Wierzchosławicach****.* ***Wrażenia, jakie wywarło oglądanie farmy na żywo, przekonały członków porozumienia do podjęcia decyzji o realizacji właśnie tego typu przedsięwzięcia na własnym terenie****."*
- zadecydowało więc WRAŻENIE a nie rachunek ekonomiczny!

Ta lustrowana „**studyjnie**" 1 MW farma w Wierzchosławicach, to bardzo ciekawy obiekt, jeśli chodzi o rachunek ekonomiczny. **Było się z czego uczyć w tych Wierzchosławicach, tak, że aż coś zacytuję na temat tego cudu gospodarczego**:
„Pierwsza tak duża farma fotowoltaiczna w Polsce nadal przynosi inwestorowi – małopolskiej gminie Wierzchosławice – duże straty i może zostać sprzedana. Dobiegł końca okres utrzymania projektu, niezbędny ze względu na finansowanie ze środków unijnych.
Należąca do gminnej spółki farma fotowoltaiczna o mocy 1 MW w Wierzchosławicach została uruchomiona jesienią 2011 r. ***Koszt inwestycji wyniósł w sumie ponad 10 mln zł****, z czego część środków pochodziło z unijnej dotacji oraz Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Krakowie.*

– Chcieliśmy pokazać Ministerstwu Gospodarki, że to ma sens i trzeba jak najszybciej zmienić przepisy, które zamiast ułatwiać tylko przeszkadzają w czerpaniu korzyści z odnawialnych źródeł energii. Niestety, mimo ciągłych obietnic wciąż nie doczekaliśmy się nowej ustawy, która regulowałaby te kwestie – *Gazeta Krakowska cytowała w listopadzie 2013 r. Wiesława Rajskiego, ówczesnego wójta gminy Wierzchosławice.*

Dzisiaj, na skutek mającego miejsce w ostatnich latach dużego spadku kosztów technologii fotowoltaicznej, można postawić taką samą instalację za mniej niż połowę tej ceny. Ponadto obecny, aukcyjny system wsparcia dla takich inwestycji pozwala uniknąć ryzyka spadku przychodów, który uderzył w projekt w Wierzchosławicach.
Farma fotowoltaiczna w Wierzchosławicach została uruchomiona w systemie zielonych certyfikatów i na skutek drastycznego spadku ich cen ***szybko zaczęła przynosić straty. Do tego doszły problemy techniczne, na skutek których zdarzały się przerwy w produkcji energii.***
W efekcie pierwsza tak duża farma fotowoltaiczna w Polsce zaczęła przynosić ***coraz większe straty, które na koniec 2014 roku wzrosły do ok. miliona złotych.***
W 2015 roku operacje finansowe w gminnej spółce zarządzającej farmą fotowoltaiczną w Wierzchosławicach ***sprawdzało Centralne Biuro Antykorupcyjne.***
Radio RDN Małopolska podawało wówczas, że spółka Energia Wierzchosławice, która zarządzała farmą fotowoltaiczną, ***w celu ratowania swoich finansów miała zaciągać wysokooprocentowane pożyczki w parabankach.***
Pierwszą oprocentowaną na 11 proc. zaciągnięto w 2013 r. na kwotę ponad 300 tys. zł, a drugą spółka Energia Wierzchosławice miała zaciągnąć – według RDN Małopolska – na kwotę 350 tys. zł.
– Na ten rok spółka Energia Wierzchosławice zakłada zyski w kwocie około 350 tysięcy złotych. Jednak musi wydać blisko 900 tys złotych na spłatę zaciągniętych kredytów oraz swoje funkcjonowanie. ***To wygeneruje straty i jak łatwo policzyć będzie to pół miliona złotych. Dodatkowo kilka dni temu dowiedziałem się o awarii dwóch paneli, które kosztują około 8 tysięcy euro. Nie jest ona już objęta gwarancją i za naprawę musimy ponieść dodatkowe koszty*** *– "Gazeta Krakowska" cytowała wówczas wójta Wierzchosławic Zbigniewa Drąga*
Teraz Radio Kraków informuje, ***powołując się na władze gminy Wierzchosławice, że obecne zadłużenie spółki zarządzającej farmą fotowoltaiczną sięga 3 mln zł****.*
W tym roku zakończył się okres trwałości projektu co otwiera gminie Wierzchosławice nowe możliwości w zakresie rozwiązania problemu przynoszącej straty farmy fotowoltaicznej.
– Zastanawiamy się co można zrobić. Można sprzedać. Jaką sumę ktoś nam da? Zamknąć też można tę farmę. Nie ma pomysłu jak to zrobić, żeby to szło lepiej. Może rząd zrobi tak, że zielona energia pójdzie do góry, ale na razie efektów nie widać – mówi w rozmowie z Radiem Kraków Zbigniew Drąg, wójt Wierzchosławic*.*
Krakowskie radio dodaje, że gmina rozważała także ogłoszenie upadłości spółki zarządzającej farmą fotowoltaiczną, ale ***w zastaw pod jeden z kredytów postawiono budynek lokalnego centrum kultury****.”*
Tu źródło: https://www.gramwzielone.pl/energia-sloneczna/28978/dlug-farmy-fotowoltaicznej-w-wierzchoslawicach-to-juz-ponad-3-mln-zl

Z takiego to WZORU korzystała w 2011 roku delegacja „Porozumienie gmin „Dolina Zielawy”, która wyjechała na wizytę studyjną, do największej ówcześnie farmy fotowoltaicznej w Polsce, zlokalizowanej w Wierzchosławicach.
To chyba jakiś koszmarny żart a nie normalna rynkowa gospodarka.

Wracając do delegacji i jej wycieczki, dalej z „wrażeniem” było tak, cyt.:
„Jednym z bardzo istotnych problemów, z którym wykonawca spotkał się przy realizacji inwestycji, okazała się moc bierna o charakterze pojemnościowym, której obecność miała wpływ na obniżenie efektywności systemu fotowoltaicznego*. Występowanie mocy biernej o charakterze pojemnościowym w systemach elektroenergetycznych* ***jest zjawiskiem znanym, natomiast jej obecność w instalacjach fotowoltaicznych jest fenomenem stosunkowo nowym****, gdyż przede wszystkim dotyczy dużych farm fotowoltaicznych, które w Polsce dopiero zaczynają powstawać.”*

– czyli było zaskoczenie tych imbecyli technicznych i to na poziomie „fenomenu”!

I dalej:
„Ilość mocy biernej w tego typu systemach nie jest zasadniczo duża (zazwyczaj jest to kilka procent w stosunku do mocy maksymalnej), niemniej jednak jakakolwiek ***jej obecność przekłada się bezpośrednio na dodatkowe opłaty****. Głównym źródłem mocy biernej są kondensatory w falownikach solarnych, pojemność okablowania AC, a także prąd biegu jałowego transformatora. Systemy instalacji fotowoltaicznych obowiązuje szereg norm określających sposób pracy falowników solarnych, w tym europejska EN 50438 i VDE AR-N 4105 dopuszczające występowanie mocy biernej, a zarazem nakładające wymóg kompensacji mocy biernej powyżej 20% mocy nominalnej falownika.”*

- czyli prywaciarza w Polsce się trzaska po kieszeni za 13 kvarh w miesiącu, a normy europejskie dopuszczają w instalacji PV aż 20% mocy nominalnej falownika w tym wypadku:

20 % x (70 x 20 + 3x 3,5) kVA = 282,1 kvar
co w ciągu doby prześle do sieci:
24 h x 0,2821 Mvar = 6,77 Mvarh
zaś w ciągu miesiąca aż
30 x 6,77 Mvarh = 203,11 Mvarh

I znowu ciśnie się spostrzeżenie: **prywaciarza który kupuje rocznie ok. 6 500 MWh trzaska po kieszeni za 13 kvarh w miesiącu** a gminna farma, która wyprodukowała w ciągu roku (listopad 2014 – październik 2015) **1 487 MWh może**

bezkarnie wpompować do sieci 203,11 Mvarh energii biernej pojemnościowej czyli **15 624 razy więcej** jak ten prywaciarz.

Gdyby podliczono farmę tak jak prywaciarza, to zapłaciliby:
203 110kvarh x 0,5829 zł/kvarh + 23**%** = **145 623,17 zł**.

Zważywszy, że farma w ciągu tego roku wyprodukowała 1 487 MWh energii czynnej, którą sprzedała do sieci w cenach między 146,65 PLN/ MWh w marcu 2015 r. i 206,87 PLN/ MWh we wrześniu 2015 r., co dało średnią cenę za sprzedaż 1 MWh energii w roku w kwocie 185 PLN to jej przychód był równy:
1487 MWh x 185 zł/MWh = **275 095 zł**.

No i teraz mamy czarno na białym: przychód farmy fotowoltaicznej o mocy 1 MW w Wierzchosławicach minus kara za generację energii biernej pojemnościowej równa się:
= **275 095** - **145 623,17** zł = **129 471,83 zł**.

A więc farma fotowoltaiczna o mocy 1 MW w Wierzchosławicach, której koszt inwestycji wyniósł w sumie ponad 10 mln zł przyniósłby przychód ze sprzedaży wynoszący aż **129 471,83 zł**!

Pomyśleć, że **przy koszcie projektu około 9,5 mln zł** (z czego ponad 3,7 mln zł pokryła dotacja z funduszy unijnych) **po 73 latach i trzech miesiącach ta farma w Bordziłówce nawet by się zamortyzowała, gdyby nie dodatkowe koszty i straty oraz odsetki w parabankach**, o których mówi Zbigniew Drąg, wójt Wierzchosławic!

Oczywiście, że tak w socjalistycznym państwie pod rządami analfabetów nie może być, więc w celu zatuszowania tego idiotyzmu jakim są elektrownie fotowoltaiczne, wymyślono „zielony certyfikat" i cyt.

*„**Do jednej MWh energii dodawany jest zielony certyfikat, który jest również sprzedawany (na giełdzie lub na rynku pozagieł- dowym).** W 2015 roku zielone certyfikaty osią- gały cenę zaledwie ok. 130 PLN, **ze względu na dużą podaż zielonych certyfikatów pochodzących ze współspalania węgla w elektrowniach.** Spółka w chwili obecnej sprzedaje tylko taką liczbę certyfikatów, która niezbędna jest do właściwego finansowo funkcjonowania zatrzymując nadwyżki do sprzedania w roku przyszłym, ponieważ szacuje się, iż ilość sprzedawanych zielonych certyfikatów będzie dużo niższa, stąd ich cena będzie w kolejnych latach wyższa niż obecnie."*

częściowo rozwiązano problem pieniędzmi z budżetu państwa, które zabrano matkom i ojcom głodujących dzieci.

Co ciekawe, to **o generacji energii biernej pojemnościowej dowiedziano się dopiero po zbudowaniu** farmy, cyt.:
*„Oznacza to, że w warunkach niedostatecznego oświetlenia (przy wschodzie i zachodzie słońca oraz dużym zachmurzeniu) dopuszcza się generowanie pewnej ilości mocy biernej przez falowniki solarne. Na podstawie doświadczeń producenta i przeprowadzonych pomiarów na rzeczywistych działających instalacjach opartych na falownikach Solivia 20TL obserwuje się, że **wbudowana funkcja korekcji współczynnika mocy biernej falownika rozpoczyna kompensację mocy już od 10% wartości znamionowej falownika**. Jednak w polskich warunkach nie jest to wynik wystarczający, gdyż pojawienie się jakiejkolwiek ilości mocy biernej pojemnościowej zakład energetyczny traktuje jako moc ponadumowną, za którą należy wnieść dodatkowe opłaty."*

– można tylko zapytać kim tak naprawdę był projektant i sprawdzający projekt ,**skoro nie mieli elementarnej wiedzy z dowolnego wydziały elektrycznego, każdej politechniki**? Pewnie był to „swój", jak to na wsi.

A teraz, jak bohatersko rozwiązywano problem farmy z generacją energii biernej pojemnościowej, cyt.:

*„Mając na uwadze eliminację mocy biernej w układzie, **zespół inżynierów firmy Maybatt oraz Delta Energy Systems** zaproponował właścicielowi farmy wykonanie szczegółowej analizy oraz pomiarów, w wyniku których udało się ustalić poziom mocy biernej oraz czas, w jakim występuje. Wyniki potwierdziły przypuszczenia: największa wartość mocy biernej przypadała na czas rozruchu farmy w nocy oraz podczas wschodu i zachodu słońca, czyli w momencie, w którym falowniki pracują poniżej 10% mocy nominalnej. **Drugim zauważalnym momentem jej powstawania był okres, kiedy nie była wytwarzana energia, a system znajdował się w stanie uśpienia. Poziom mocy biernej pojemnościowej był wówczas stały aż do momentu startu systemu**."*
– zauważę tylko, że nie ma czegoś takiego jak „czas rozruchu farmy w nocy" a jest czas ruchu energetycznego farmy w nocy jeśli już, który polega, że falowniki pod napięciem są zasilane z sieci dystrybutora i pobierające moc stanu jałowego z tej sieci. Są w stanie czuwania i czekają do wschodu słońca (i jeszcze trochę) na pobudzenie do pracy poprzez wystąpienie odpowiednich parametrów napięcia stałego od strony paneli z farmy.
– ciekawe tylko jakie były koszty pracy tych dwóch połączonych zespołów inżynierskich pracujących nad problemem, który jest znany każdemu studentowi wydziału elektrycznego?

A teraz jak nastąpiło bohaterskie przejście do fizycznego rozwiązania problemu generacji energii biernej pojemnościowej, cyt.:
*„Jako że falowniki Delta Solivia mają fabrycznie wbudowaną funkcję wyłączenia kompensacji mocy biernej w okresie niewystarczającego naświetlenia, co ma na celu ograniczenie kosztów pracy **oraz wydłużenie żywotności urządzeń**, producent zaproponował i dostarczył zleceniodawcy dedykowany centralny **system kompensacji mocy biernej oparty na dławikach o mocy 85 kvarów**. Głównym zadaniem kompensatora jest redukcja mocy biernej podczas rozruchu farmy w czasie wschodu i zachodu słońca oraz w nocy, kiedy falowniki znajdują się w trybie uśpienia i system wewnętrznej automatycznej kompensacji mocy biernej jest wyłączony. Odpowiednio dobrane stopnie dołączania dławików pozwalają dodatkowo na uzupełnienie kompensacji również w ciągu dnia, jeśli promieniowanie słoneczne jest niskie lub występuje*

chwilowe zaciemnienie części instalacji. Układ zewnętrznej kompensacji zintegrowany został z dedykowanym systemem monitorowania falowników oraz analizatorem sieci, zainstalowanym w punkcie przyłączenia do sieci dystrybucyjnej. Dzięki temu uzyskano bardzo precyzyjny układ automatycznej kompensacji dostosowujący się do dynamicznie zmieniającej się sytuacji na farmie. W wyniku jego działania moc bierna w systemie została w znaczący sposób zredukowana: jej poziom w najgorszym przypadku nie przekracza 1% maksymalnej mocy systemu, niezależnie od dynamicznie zmieniającej się ilości wytwarzanej energii."

A więc:
- nie przekracza 1% maksymalnej mocy systemu, czyli 14 kvar, **co oznacza, że baterię źle dobrano i była dalej zbyt mała bateria dławików**!

- uzupełniono źle działającą farmę o „*układ zewnętrznej kompensacji*" (bateria dławików o wadze około ½ tony) i zintegrowano go z „dedykowanym systemem monitorowania falowników" oraz z „*analizatorem sieci*" (który jest integralną częścią każdej! baterii dławików kompensacyjnych.

- **wszystkie te działania jak widać na niewiele się zdały, bo dalej** poziom generacji energii biernej pojemnościowej „*w najgorszym przypadku nie przekracza 1% maksymalnej mocy systemu*" a więc 14 kvar a to oznacza, że ta wspaniała gminna farma produkuje w każdą godzinę więcej mocy biernej pojemnościowej niż ten prywaciarz przez cały miesiąc (13 kvarh).

Tak nawiasem to ci twórcy tego systemu są wyjątkowo ciency zawodowo. **Wystarczyło wszak przekompensować w kierunku indukcyjnym całą instalację i byłoby bez żadnych opłat karnych.** O ile przekompensować? Od tego jest przenośny analizator parametrów sieci np. PQM-710 ze świadectwem wzorcowania WMPLPQM710 Sonel, w cenie 18 500,00 zł.
Podłącza się ten niewielki instrument pomiarowy - zwany analizatorem parametrów sieci - i po 1 dniu a przy tygodniowym cyklu odbioru np. biura – po tygodniu jego pracy wszystko wiemy i to z dokładnością większą od 0,1 %.

Nie jest tajemnicą, że za pobór energii biernej indukcyjnej nie płaci się karnych opłat do tg φ = 0,4. O tym **informuje każda taryfa dla dystrybucji energii elektrycznej, każdego dostawcy energii**, a każda taka taryfa jest zawsze zatwierdzona decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i opatrzona nr pisma, datą i podpisem.

Z cytowanego tekstu wynika, że ci inżynierowi chyba dalej nie rozumieją problemu mocy biernej i sposobów jej prawidłowej kompensacji. Opisywany przypadek bohaterskiej walki z mocą pojemnościową nie jest odosobniony.
Znam taki przypadek z pracy zawodowej, gdy to na jednym z dużych budynków w Warszawie, obciążano właściciela opłatami za „moc bierną" a mądry kierownik (inżynier mechanik), zainstalował na odpływach RG baterie kompensacyjne pojemnościowe.
Zapewne zrobił to za radą instalatora wykształconego na kursach, jak te opisane w punkcie **7.1. Przykłady na patologiczne marnowanie pieniędzy poprzez „dofinansowanie" UE** gdzie mamy:
- **nr 5.** tytuł projektu: „Fotowoltaika z RENOMĄ - program wsparcia kompetencji architektów i dekarzy z lubuskich MSP", dofinansowanie z UE: **234 951,14 zł** (**85%**)
- **nr 13.**) tytuł projektu: „Fotowoltaika szansą branży budowlanej" dofinansowanie z UE: **391 798,32 zł** (**85%**)
- **nr 29.** tytuł projektu: „Akademia fotowoltaiki" dofinansowanie z UE: **345 995,90 zł** (**85 %**)

Nie doczytał tenże kierownik (inżynier mechanik) na fakturze, że **kary są za moc bierną pojemnościową**. Dowiedział się o tym na kolejnej (po instalacji) fakturze, gdzie to dalsze opłaty podskoczyły nawet chyżo w górę. Taka jest ignorancja pracowników najemnych.
Skończyło się tak, że w końcu ktoś rozgarnięty wytłumaczył temu kierownikowi (nie był elektrykiem tylko z zawodu kierownikiem) na czym polega problem i ... kolejne (nowe) baterie kompensacyjne zostały wyłączone a poprzednie wyłączone (nie demontowano ich). Płacąc po raz drugi, zainstalowano w końcu metodą na chybił-trafił właściwe baterie indukcyjne, które w końcu rozwiązały prosty problem, stwarzany przez niedociążone UPSy. Piszę o tym, aby czytelnik zdał sobie sprawę, jak czasami różne układy międzyludzkie wpływają na stan techniki w czasach gdy szkoły zamiast elektryki uczą patologii gender i LGBT+.

Wracając do tej nieszczęsnej farmy, to jest to jakaś dziwna sprawa z tą generacją mocy pojemnościowej przez ten zastosowany tam falownik falowniki Delta Solivia „*wyróżniające się bardzo dobrą sprawnością oraz –* ***co niezwykle ważne dla efektywnej pracy farmy – zapewniła lokalne wsparcie techniczne i serwis producenta***".

W jego danych technicznych **stoi jak wół**, że współczynnik mocy > 0,99 przy mocy znamionowej z możliwością ustawienia 0,8 poj. ... 0,8 ind.
Widocznie jest to taki sprytny trik producenta, który podaje współczynnik mocy tylko dla mocy znamionowej nie wspominając o reszcie zakresu mocy i o współczynniku mocy na biegu jałowym w nocy, co stanowi ponad połowę jego czasu pracy.

Widocznie na to dali się złapać kiepscy projektanci tego systemu o mocy 1,4 MW w lubelskiej miejscowości Bordziłówka a wystarczyło poprosić producenta o charakterystykę dla całego przedziału pracy.

Jakby tego było mało, to jeszcze próbka socjalistycznego myślenia na zaawansowanym poziomie typu „zapłać mi za to, że ja nic nie potrafię, ale mam potrzeby":
„*Na przykładzie instalacji farmy fotowoltaicznej użytkowanej przez Energię Dolina Zielawy widać, że podczas tworzenia tego typu projektów – oprócz zagadnień technicznych i instalacyjnych typowych dla instalacji fotowoltaicznych – należy uwzględnić również moc bierną pojemnościową, której obecność w tego typu systemach jest zjawiskiem częstym i niezależnym od stosowanych w instalacji urządzeń.* ***Warto zatem jeszcze na etapie koncepcyjno-projektowym przewidzieć obecność mocy biernej pojemnościowej****, a następnie* ***podjąć próbę negocjacji umowy z operatorem sieci energetycznej***

dotyczącej opłat za moc bierną pojemnościową oraz zaprojektować zewnętrzny układ kompensacji mocy biernej zintegrowany z falownikami solarnymi. ***Tego typu dwustronne zabezpieczenie w postaci niskich stawek za moc bierną*** *oraz obecność zewnętrznego urządzenia do jej kompensacji daje gwarancję osiągnięcia wysokiej wydajności instalacji fotowoltaicznej, niezależnie od panujących warunków atmosferycznych, pory dnia czy zmian legislacyjnych w prawie energetycznym lub regulacjach ze strony operatorów energetycznych.*"

- jak widać, już po zbudowaniu farmy fotowoltaicznej która kosztowała ok. 7,6 mln zł. (oczywiście dofinansowanie ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Lubelskiego na lata 2007-2013 wynosiło 3,1 mln zł.) „dojszli do wiekopomnego" wniosku, że:

„*należy uwzględnić również moc bierną pojemnościową, której obecność w tego typu systemach jest zjawiskiem częstym i niezależnym* ***od stosowanych w instalacji urządzeń***."
Tu źródło: https://www.magazynprzemyslowy.pl/artykuly/falowniki-solarne-z-systemem-kompensacji-mocy-biernej

Słowa „***od stosowanych w instalacji urządzeń***" są znamienne, bo wcześniejsza koncepcja mówiła, że wspaniałe i zapewne najdroższe falowniki Delta Solivia 20TL G4 (**w tamtym czasie – rok 2014 - cena 21 400,00 zł** a w magazynie INO Stromfabrik GmbH Im ITC2, Edlmairstr. 9, 94469 Deggendorf, DEUTSCHLAND, Telefon: (+49) 0991 38312610, Fax: (+49) 0991 38312610, www.stromfabrik.de **cena 2978 €** to przykład jak się robi kasę na dostarczaniu fotowoltaiki frajerom).
Obecnie cena wynosi 14690,00 zł.

(A tak naprawdę to wystarczyło sięgnąć do dostępnej w Internecie dokumentacji falownika „Operation and Installation manual SOLIVIA 20 EU G4 TL" gdzie jest zaznaczone, że w wersji Italy BT CEI 0-21 Italy as per CEI 0-21:2012-06 funkcja „constant cos φ" **jest wyłączona** chociaż pojawia się w menu. Z kolei dla Włoch CEI 0-21 i Włoch A70 jest dostępna funkcja cosφ (P). Dzięki tej funkcji falownik solarny może regulować współczynnik mocy w zależności od faktycznie dostarczanej mocy czynnej. **Zanim się kupi falownik to trzeba bardzo dokładnie zapoznać się z jego dokumentacją. W zapewne w tym był cały problem**.
I pomyśleć, że ja to zobaczyłem, że **funkcja jest wyłączona** (choć nie znam angielskiego) a ci wszyscy poliglоci tego nie dostrzegli!).

- idąc dalej - po socjalistycznej linii - pada propozycja „lepszego traktowania" prosumentów od pozostałej czerni, cyt.: „***Warto zatem jeszcze na etapie koncepcyjno-projektowym przewidzieć obecność mocy biernej pojemnościowej, a następnie podjąć próbę negocjacji umowy z operatorem sieci energetycznej dotyczącej opłat za moc bierną pojemnościową***".

Podjąć próbę negocjacji umowy z operatorem sieci energetycznej! To jest dopiero socjalistyczne myślenie!

Wszyscy operatorzy w Polsce **od zawsze**, w swoich „Taryfach dystrybucji", mają zatwierdzony decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki następujący punkt:
„*Rozliczeniami za pobór energii biernej objęci są odbiorcy zasilani z sieci średniego i wysokiego napięcia. Rozliczeniami tymi mogą być objęci, w uzasadnionych przypadkach, także odbiorcy zasilani z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, którzy użytkują odbiorniki o charakterze indukcyjnym, o ile zostało to określone w warunkach przyłączenia lub w Umowie*.".

Czyżby projektanci farmy 1,4 MW we wsi Bordziłówka nie byli świadomi, że podłączają się do „*sieci średniego i wysokiego napięcia*"? **Nawet na zdjęciach farmy widać stację transformatorową SN/nn. Nie wiedzieli co projektują jak widać**.

Prosumenci obciążeni opłatami za energię bierną pojemnościową generowaną do sieci powołują cię na ten punkt zarzucając, że jakoby „niejasno określone są również "uzasadnione przypadki" naliczania opłat od odbiorców energii.".

Jest to nieprawda. Wszyscy operatorzy w Polsce od zawsze, w swoich „Taryfach dystrybucji", mają zatwierdzony decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki również punkt który jednoznacznie precyzuje o co chodzi:

„*Przez ponadumowny pobór energii biernej przez odbiorcę rozumie się ilość energii elektrycznej biernej odpowiadającą:*
a) współczynnikowi mocy tgφ wyższemu od umownego współczynnika tgφ0 (niedokompensowanie) i stanowiącą nadwyżkę energii biernej indukcyjnej ponad ilość odpowiadającą wartości współczynnika tgφ0 lub
b) indukcyjnemu współczynnikowi mocy przy braku poboru energii elektrycznej czynnej lub
c) ***pojemnościowemu współczynnikowi mocy (przekompensowanie) zarówno przy poborze energii elektrycznej czynnej, jak i przy braku takiego poboru***."

Jak restrykcyjnie podchodzą operatorzy sieci do strat w sieciach świadczy taki oto punkt w ich „Taryfach dystrybucji" (innogy Stoen Operator Sp. z o.o.) który mówi o szacowaniu strat jak nie ma pomiaru:

„*W uzasadnionych technicznie przypadkach w rozliczeniach z odbiorcami zasilanymi liniami kablowymi lub napowietrznymi, które nie są własnością Operatora, w sytuacji, gdy układ pomiarowo–rozliczeniowy nie rejestruje strat energii elektrycznej występujących w tych liniach, odczyty wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego* ***powiększa się o straty energii elektrycznej w liniach. Straty te oblicza się na podstawie wskazań urządzeń do ich pomiaru***.
W przypadku braku urządzeń do pomiaru strat, ilość pobranej przez odbiorcę energii elektrycznej czynnej na ich pokrycie określa się w Umowie w zależności od rodzaju, długości, przekroju i obciążenia linii."

Zapisy te w „Taryfach dystrybucji" są wprowadzone w celu wyłapywania odbiorców którzy zaśmiecają sieć dystrybucyjną mocą bierną a nie w celu innego, lepszego traktowania prosumentów.
Ktoś jak widać upadł na głowę do pustego basenu.

Dodam, jeszcze, że np. w „Taryfach dystrybucji” (innogy Stoen Operator Sp. z o.o.) są identyczne zapisy w roku 2020 z tymi jakie były w roku 2011(RWE Stoen Operator Sp. z o.o.), kiedy się jeszcze nie mówiło w Polsce o masowej fotowoltaice.

Niestety, tak to odmiennie wygląda traktowanie w Polsce zwykłych konsumentów i stworzonej ostatnio specjalnej kasty zwanej od niedawna prosumentami, którzy nie podlegają powszechnym przepisom jak wszyscy inni.

Dwa światy.

Ciekawe opracowanie na temat mocy biernej o charakterze pojemnościowym w systemach fotowoltaicznych jest w: Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 67, „**WPŁYW PRACY ELEKTROWNI FOTOWOLTAICZNEJ NA JAKOŚĆ ENERGII ELEKTRYCZNEJ I JEJ EFEKTYWNOŚĆ**” autorstwa dr inż. Andrzej LANGE (Uniwersytet Warmińsko-Mazurski w Olsztynie, Katedra Elektrotechniki, Energetyki, Elektroniki i Automatyki), dr hab. inż. Marian PASKO (Politechnika Śląska, Instytut Elektrotechniki i Informatyki):

„„W artykule przedstawiono wyniki czteroletnich badań elektrowni fotowoltaicznej o mocy 1 MW z województwa warmińsko-mazurskiego. W czasie badań zmierzono energię czynną, prądy, napięcia, moce czynne, bierne i pozorne oraz wyższe harmoniczne prądów i napięć. Dokonano analizy pracy tej elektrowni pod względem produkowanej energii elektrycznej oraz mocy czynnej generowanej do sieci elektroenergetycznej w poszczególnych latach, miesiącach i dniach. Do analizy oddziaływania elektrowni na sieć elektroenergetyczną pod względem jakości dostarczanej energii elektrycznej przedstawiono wyniki trzydniowych pomiarów nie tylko mocy czynnej, biernej i pozornej, ale również wyższych harmonicznych prądów generowanych do sieci elektroenergetycznych, których wyniki rejestrowane były co 1 sekundę..
Dla określenia wpływu pracy elektrowni fotowoltaicznej na jakość energii elektrycznej i jej efektywność wybrano elektrownię o mocy 1 MW znajdującą się w województwie warmińsko-mazurskim. Elektrownia jest podłączona do sieci średniego napięcia za pomocą linii kablowej 3×XRUHAKXS 120/50 mm2. Na terenie elektrowni znajduje się kontenerowa stacja SN/nN z transformatorem o mocy SN=1000 kVA, rozdzielnią SN i nN. Z rozdzielnicy nN kablami 2×YAKY 3×240+120 mm2 podłączono sześć rozdzielnic AC, do których podłączono 46 trójfazowych falowników typu SYMO 20.0-3-M o znamionowej mocy PN=20 kW. Dane falownika przedstawiono w tabeli 1. Do 43 falowników podłączono po 88 monokrystalicznych paneli fotowoltaicznych o mocy PN=250 W, którego dane przedstawiono w tabeli 2.
Do 3 falowników podłączono 72 monokrystaliczne panele fotowoltaiczne. Panele zainstalowano pod kątem 30° od poziomu, a ich całkowita liczba wynosi 4000 sztuk, co daje łączną moc 1000 kW. Podłączając 88 sztuk paneli PV do falownika o mocy 20 kW daje to 22 kW w panelach PV, więc każdy z inwerterów jest przeciążony o 10%. Łączna moc zainstalowanych falowników wynosi 920 kW.

Dla dokładnego zbadania wpływu elektrowni PV na sieć elektroenergetyczną dokonano pomiarów parametrów jakości energii elektrycznej po stronie niskiego napięcia za pomocą analizatora jakości zasilania typu HIOKI 3196 z interwałem 1 s. Z pomiaru napięcia po stronie nN (rysunek 8) wynika, że napięcie wzrasta w czasie dnia, gdy pracują falowniki. Moc czynna generowana do sieci zmierzona po stronie nN (rysunek 9) charakteryzuje się zmiennością identyczną, jak moc zmierzona po stronie SN (rysunek 7).
Znak ujemny mocy czynnej po stronie nN (rysunek 9) wynika z tego, że pomiaru dokonano jak dla odbiornika energii elektrycznej. Z pomiaru mocy biernej podstawowej harmonicznej (rysunek 10) wynika, że w czasie, gdy panele nie pracują (noc) falowniki pobierają moc bierną pojemnościową, a w czasie pracy paneli PV pobierają moc bierną indukcyjną i bierną pojemnościową. Potwierdza to również pomiar współczynnika mocy (rys. 11).
Z pomiaru wyższych harmonicznych prądów (wielkości względnych, odnoszących się do pierwszej harmonicznej) generowanych przez elektrownię fotowoltaiczną po stronie nN wynika, iż podczas pracy paneli PV (rysunek 12 i 13) zawartość poszczególnych harmonicznych nie przekracza 1%. Sytuacja zmienia się w momencie mniejszych wartości prądów generowanych do sieci (rysunek 14) oraz w czasie, gdy panele PV nie pracują, tj. w nocy. W czasie rozruchu falowników, poszczególne harmoniczne osiągają wartości nawet do 100%, a THDI (rysunek 15) awet do 500%. W czasie nocy wartości niektórych harmonicznych przekraczają 10%.
Sytuacja ta jest spowodowana bardzo małą wartością składowej czynnej prądu i znacznym jego odkształceniem..
4. WNIOSKI KOŃCOWE
Przeprowadzone pomiary oraz analiza wyników prowadzą do następujących wniosków:
- elektrownia fotowoltaiczna charakteryzuje się bardzo dużą zależność mocy czynnej dostarczanej do systemu elektroenergetycznego od pory roku. W czasie listopada, grudnia, stycznia i lutego elektrownia dostarcza do sieci tylko ok. 20% energii dostarczanej w okresie miesięcy letnich (rysunek 5);
- przy szerokości geograficznej 53° 46' elektrownia fotowoltaiczna nigdy nie osiągała mocy znamionowej (rysunek 4). W nielicznych dniach i o godzinie 12-13 elektrownia osiągała 90% swojej mocy znamionowej tj. mocy zainstalowanych paneli PV;
- elektrownia o mocy 1 MW w naszej szerokości geograficznej generuje w ciągu roku ok. 860 GWh energii elektrycznej;
- znaczna ilość energii wyprodukowanej w ciągu roku przez elektrownię PV pochodzi z miesięcy od kwietnia do września (rysunek 6 i 7);
- elektrownia pobiera bardzo małą wartość mocy biernej podstawowej harmonicznej wynoszącą do 2% mocy pozornej (rysunek 10);
- w czasie, gdy panele nie generują mocy z sieci pobierana jest moc bierna pojemnościowa, a w czasie pracy paneli PV z sieci pobierana jest moc bierna indukcyjna i pojemnościowa podstawowej harmonicznej. Współczynnik mocy zmienia się wówczas bardzo dynamicznie (rysunek 11);
- elektrownia podczas pracy generuje niewielkie wartości wyższych harmonicznych (rysunki 12, 13 i 14) nie przekraczając 1% dla poszczególnych harmonicznych. Jednak podczas rozruchu elektrowni, gdy prąd pracy (rysunek 14) jest niewielki,

elektrownia generuje do sieci bardzo duże wartości dochodzące do 100% dla poszczególnych harmonicznych prądów oraz całkowity współczynnik zawartości wyższych harmonicznych w prądzie obciążenia wynosi aż 500%. W nocy falowniki pobierają (generują) do sieci prąd pojemnościowy o zawartości wyższych harmonicznych dochodzący do 15%."

Co więcej to Naczelny Sąd Administracyjny w wyroku z 18 grudnia 2018 r. (sygn. akt II FSK 1275/18) rozstrzygnął spór dotyczący interpretacji indywidualnej w zakresie podatku od nieruchomości od farm fotowoltaicznych.
NSA orzekł, ze ogniwa fotowoltaiczne nie są obciążone daniną od nieruchomości. Podlegają jej wyłącznie elementy budowlane elektrowni słonecznych – kotwy albo inny system ich mocowania.
Naczelny Sąd Administracyjny rozpatrywał spór, który wynikł po złożeniu wniosku o wydanie interpretacji przez inwestora planującego budowę elektrowni słonecznej. Jak wskazał wnioskodawca, panele (ogniwa) fotowoltaiczne tej elektrowni będą posadowione na tzw. stołach konstrukcyjnych. Te z kolei mają być mocowane do wbijanych w ziemię słupów. Ogniwa mają być połączone ze sobą siecią kabli poprowadzonych pod powierzchnią gruntu. Dodatkowymi elementami farmy będą przetwornice i transformatory.
NSA potwierdził, że panele oraz ogniwa fotowoltaiczne nie stanowią budowli. Ich budowa, wygląd oraz pełnione funkcje nie mają bowiem nic wspólnego z obiektami wymienionymi w art. 3 pkt 3 ustawy Prawo budowlane co brzmi śmiesznie:

„Dz. U. 1994 Nr 89 poz. 414, USTAWA z dnia 7 lipca 1994 r.
Prawo budowlane, Rozdział 1, Przepisy ogólne, Art. 3. Ilekroć w ustawie jest mowa o:
*3) budowli – **należy przez to rozumieć każdy obiekt budowlany niebędący budynkiem lub obiektem małej architektury, jak**: obiekty liniowe, lotniska, mosty, wiadukty, estakady, tunele, przepusty, sieci techniczne, wolno stojące maszty antenowe, wolno stojące trwale związane z gruntem tablice reklamowe i urządzenia reklamowe, budowle ziemne, obronne (fortyfikacje), ochronne, hydrotechniczne, zbiorniki, wolno stojące instalacje przemysłowe lub urządzenia techniczne, oczyszczalnie ścieków, składowiska odpadów, stacje uzdatniania wody, konstrukcje oporowe, nadziemne i podziemne przejścia dla pieszych, sieci uzbrojenia terenu, budowle sportowe, cmentarze, pomniki, **a także części budowlane urządzeń technicznych (kotłów, pieców przemysłowych, elektrowni jądrowych, elektrowni wiatrowych i innych urządzeń)** oraz fundamenty pod maszyny i urządzenia, jako odrębne pod względem technicznym części przedmiotów składających się na całość użytkową;"*

Tak to i sądy - znając swoją powinność - idą na rękę „słonecznym energetykom". I tak „*składowiska odpadów*" jest budowlą a farma fotowoltaiczna nie jest, bo by znacznie straciła sens ekonomicznego istnienia tylko przez jeden podatek od nieruchomości (PON) 2% od ich wartości.

Wyrok NSA z dnia 18 grudnia 2018 r., sygn. akt II FSK 1275/18
„*opodatkowanie podatkiem od nieruchomości części budowlanej elektrowni fotowoltaicznej*" – sędzia NSA dr Krzysztof Winiarski
*„Budowa […] urządzenia: paneli, które są elementami krzemowych płyt półprzewodnikowych zamocowanymi do gruntu za pomocą specjalnego systemu kotew, palowania, czy płyt betonowych, oraz funkcja jaką spełniają - zamiana energii słonecznej na elektryczną, sprawiają że należy za budowle uznać jedynie ich części budowlane. W konsekwencji w takim zakresie podlegają podatkowi od nieruchomości.***"**

Wyrok
Naczelnego Sądu Administracyjnego
z dnia 17 grudnia 2019 r.
II FSK 183/18
Opodatkowanie elektrowni wiatrowej.

UZASADNIENIE
Skład orzekający
Przewodniczący: Sędzia NSA Stanisław Bogucki.
Sędziowie: NSA Maciej Jaśniewicz (spr.), WSA (del.) Małgorzata Bejgerowska.
Sentencja
Naczelny Sąd Administracyjny po rozpoznaniu w dniu 17 grudnia 2019 r. na rozprawie w Izbie Finansowej skargi kasacyjnej N. sp. z o.o. z siedzibą w G. od wyroku Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Gdańsku z dnia 18 lipca 2017 r., sygn. akt I SA/Gd 732/17 w sprawie ze skargi N. sp. z o.o. z siedzibą w G. na interpretację indywidualną Burmistrza N. z dnia 29 grudnia 2016 r., nr (...) w przedmiocie podatku od nieruchomości
1) oddala skargę kasacyjną,
2) zasądza od N.sp. z o.o. z siedzibą w G. na rzecz Burmistrza N. kwotę 240 (słownie: dwieście czterdzieści) złotych tytułem zwrotu kosztów postępowania kasacyjnego.

źródło: https://sip.lex.pl/orzeczenia-i-pisma-urzedowe/orzeczenia-sadow/ii-fsk-183-18-opodatkowanie-elektrowni-wiatrowej-wyrok-522862069

9.2. Jak w planowy i socjalistyczny sposób rząd wciela jedynie słuszne elektrownie PV – krok trzeci

I teraz najważniejsze pytanie: co z tego obszernego opisu - przytoczonego powyżej - wynika?
Ano wynika, że Fotowoltaika bez sponsoringu z państwowego budżetu jest nie tylko nieopłacalna, ale i jest też zabójcza dla pozostałych odbiorców e.e. którzy to muszą finansować.

Okazało się, że jest trzeci sposób okradania wszystkich normalnych konsumentów energii elektrycznej - na rzecz prosumentów - do opisanych dwóch wcześniej w pt. „Jak w dwuetapowy planowy i socjalistyczny sposób rząd wciela jedynie słuszne elektrownie PV", gdzie to dowiedziono, że w przypadku prosumenckiej instalacji PV o mocy 5 kW wymuszono dotowanie rocznie kwotą 1 368,63 zł (kosztem zwykłych nabywców i podatników łupionych na tzw. budżet państwa) a **faktyczny roczny zysk z 5 kW elektrowni PV, jest zaledwie równy 36,27 zł**.

Zważywszy na powyższe dotacje w postaci nie pobierania karnych opłat z przykładowej instalacji 5 kW, za wprowadzanie do sieci dużych ilości energii biernej pojemnościowej, jak np. prosument nr 2 z **Tab. 9.1.**:

12 mies. x 2650 kvarh x 181,55 zł/Mvarh = 5 773,29 zł/rok.
Ostateczny zysk z instalacji 5 kW jest równy: 36,27 – 5 773,29 zł = - 5 737,02 zł/rok.

Gwoli ścisłości należy się jeszcze wyjaśnienie co do energii biernej pojemnościowej w przypadku gospodarstw domowych których jest zapewne około 10 mln. I tak do lat '90 XX w. gospodarstwa domowe pobierały z sieci minimalne ilości energii biernej indukcyjnej poprzez odbiorniki typu lodówka, mikser, odkurzacz, radio, telewizor starego typu.
W tatach '90 ubiegłego wieku pojawiły się w domach wideoodtwarzacze, komputery i telewizory nowej generacji będące źródłami energii biernej pojemnościowej przesyłanej do sieci.
Zważywszy, że te nowe źródła **są niewielkie i są przynajmniej częściowo kompensowane w miejscu przyłączenia przez wymienione wcześniej źródła indukcyjne** zasadne było nie karać gospodarstw domowych za te ewentualne, ale bardzo niewielki ilości energii biernej pojemnościowej. I tak powinno pozostać.

Jednak czym innym jest laptop czy odbiornik TV od 5 kW (i większego bo do 40 kW) falownika który godzina po godzinie, dzień po dniu, przez cały rok wprowadza do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia, od kilkuset do ponad 1 kvar energi biernej pojemnościowej, w sposób ciągły. Pomijanie tego w rozliczeniach dla wybranej grupy świętych krów nazwanych szumnie prosumentami jest jedną wielką grandą i złodziejstwem na rzecz pozostałej rzeszy normalnych konsumentów.

Określenie	Wskazanie poprzednie	Wskazanie obecne	Mnożna	Zużycie [kW/kWh]	Cena [zł]	Wartość [zł]
Opłata stała za usługę dystrybucyjną						
Moc umowna			1,000	110	15,75	1 732,50
Moc pobrana maksymalna		2,88	30,000	86		
Opłata przejściowa			1,00	110	1,22	134,20
Licznik nr 95308525 licz. energii czynnej						
szczytowa	829,96	991,68	30,00	4 852	0,3448	1 672,97
Pozaszczytowa	3 271,96	3 759,95	30,00	14 640	0,2608	3 818,11
Licznik nr 95308525 licz. energii biernej						
szczytowa	627,62	744,19	30,00	3 497		
pozaszczytowa	2 658,04	3 014,74	30,00	10 701		POZ. 5
Licznik nr 95308525 licz. energii biernej pojemn.						
szczytowa	386,24	429,22	30,00	1 289	0,5916	762,72
pozaszczytowa	1 142,11	1 380,6	30,00	7 155	0,5916	4232,90
Opłata dystrybucyjna zmienna						
Składnik sieciowy						
szczytowa				4 852	0,1432	694,81
pozaszczytowa				14 640	0,0766	1 121,42
Składnik jakościowy	POZ. 2	POZ. 3		19 492	0,0070	136,44
POZ. 1 **Rozliczenie energii biernej wg tg fi**						POZ. 4
szczytowa	0,40	0,82	0,5105	4 852	0,1972	488,45
pozaszczytowa	0,40	0,83	0,5272	14 640	0,1972	1 522,03
Opłata abonamentowa						21,50
Opłata handlowa						60,00
Sposób odczytu: zdalny						

Rozliczenie VAT	Stawka VAT	Wartość netto	Podatek VAT	Wartość brutto
	23%	16 398,05	3 771,55	20 169,60

Rys. 9.5. Przykładowa, rzeczywista faktura, dla przyłącza na moc umowną 110 kW – patrz w zakreśloną w kółeczku POZ. 5 – z kosztem **4 995,62 zł** za 8 444 kvarh energii pojemnościowej, przy zużyciu energii czynnej za **5 491,08 zł** a więc „pa pałam" jak mawiają Rosjanie.

Należy wiedzieć, że w zastosowaniu energoelektronicznego INVERTERA do produkcji „zielonej energii" sprawa kompensacji mocy biernej pojemnościowej jest znacznie bardziej złożona niż opisana w jakimkolwiek artykule dostępnym dzisiaj w sieci (patrz wcześniej opisany przypadek, jak pośliźnięto się na tym problemie w przypadku w lubelskiej miejscowości Bordziłówka (gm. Rossosz)).

W znacznej mierze **poziom mocy biernej pojemnościowej zależy** od nasłonecznienia, **parametrów inwertera i umiejętności jego konfiguracji** oraz od jakości przebiegu sieciowego/sinusoidalnego, a na to ostatnie ma wpływ cała okolica podłączona do tej samej sieci niskiego napięcia 0,4 kV.

Inwertery także generują moc bierną pojemnościową w nocy, choć mało kto o tym wie. Należy pamiętać także, że tak wysokie koszty za wprowadzanie energii biernej pojemnościowej (**0,5916 zł/kvarh**) ponoszone przez prosumentów o mocy umownej >40 kW przekraczają miesięczny uzysk z 1kWp paneli PV w dobrze nasłonecznionym miesiącu. Dla słabo nasłonecznionych miesięcy - jakich jest większość w roku - energia bierna pojemnościowa to jest po prostu katastrofa.

Reasumują cały zysk z instalacji fotowoltaicznej o mocy zainstalowanej 5 kW jest wysoce ujemny i równy około: - 5 737,02 zł/rok.

Poza tym nikt (albo prawie nikt) nie zadaje sobie pytań: **Jak długo będą trwały te ukryte dotacje, upusty i sponsoring?**

Być może, że tak to po cichuśku hoduje się dojną krówkę pod postacią tych prosumentów ... która po jakim czasie się dowie, że w normalnej i równej dla wszystkich gospodarce rynkowej, za wszystko trzeba jednak płacić samemu a nie korzystać z okazji, że totalitarne państwo na siłę wprowadza komunistyczny „Zielony Ład" i stwarza okazję do podstępnego okradania biedoty, bo większość z tych 10 mln. normalnych odbiorców e.e. to właśnie ludzie ubodzy.

Problemem związanym z OZE, jest też moc bierna indukcyjna. Sygnalizuję problem cytując za: Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 67, „PROPOZYCJA WYKORZYSTANIA ODSTAWIANYCH GENERATORÓW TGH-120 DO KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ" autorstwa dr hab. inż. Roman Krok, prof. PŚ z Politechnika Śląska, Instytut Elektrotechniki i Informatyki:

„W polskim systemie elektroenergetycznym ciągle wzrasta całkowita moc wytwarzana przez źródła odnawialne oraz likwidowane są stare bloki węglowe [1, 2]. Większość źródeł odnawialnych nie ma możliwości generowania mocy biernej indukcyjnej. W celu zbilansowania mocy biernej w systemie elektroenergetycznym konieczne jest wytworzenie dodatkowej mocy biernej indukcyjnej.

W ostatnich latach odstawiono wiele bloków z generatorami TGH-120. Przed ich likwidacją warto rozważyć możliwość dalszej pracy w charakterze kompensatorów synchronicznych. Przy niewielkich kosztach modernizacji można mieć do dyspozycji bardzo duże regulowane źródła mocy biernej indukcyjnej zainstalowane w wielu różnych miejscach systemu elektroenergetycznego.
Zastosowanie nowego uzwojenia wzbudzenia w odstawianych generatorach TGH-120 umożliwi ich dalszą wieloletnią eksploatację w charakterze kompensatorów synchronicznych. Pozwala to na budowanie kolejnych dużych elektrowni wiatrowych i słonecznych bez instalowania dodatkowych urządzeń wytwarzających moc bierną indukcyjną, na którą jest zapotrzebowanie w systemie elektroenergetycznym.

Odstawiane generatory TGH-120 mogą dalej pracować w systemie elektroenergetycznym, jako kompensatory synchroniczne. Generatory te w wersji fabrycznej mają znamionową moc czynną 120 MW i moc pozorną 150 MV·A. Należy rozważyć możliwość wykorzystania odstawianych generatorów TGH-120 w charakterze kompensatorów synchronicznych. Przy niewielkim nakładzie finansowym można wykonać ich modernizację uzyskując regulowane źródła mocy biernej indukcyjnej w różnych miejscach systemu elektroenergetycznego. Kompensator synchroniczny po modernizacji będzie miał znamionową moc bierną indukcyjną 140 Mvar. Sprawdzone w eksploatacji nowe uzwojenie wzbudzenia zapewni jego wieloletnią bezawaryjną pracę. Pozyskanie bardzo niewielkim kosztem wielu dużych regulowanych źródeł mocy biernej indukcyjnej w systemie elektroenergetycznym otwiera możliwości dalszego wzrostu mocy wytwarzanej przez odnawialne źródła energii bez niebezpieczeństwa naruszenia bilansu mocy biernej oraz konieczności instalowania dodatkowych urządzeń do kompensacji mocy biernej."

10. Zabobony dotyczące instalacji fotowoltaicznych (PV)

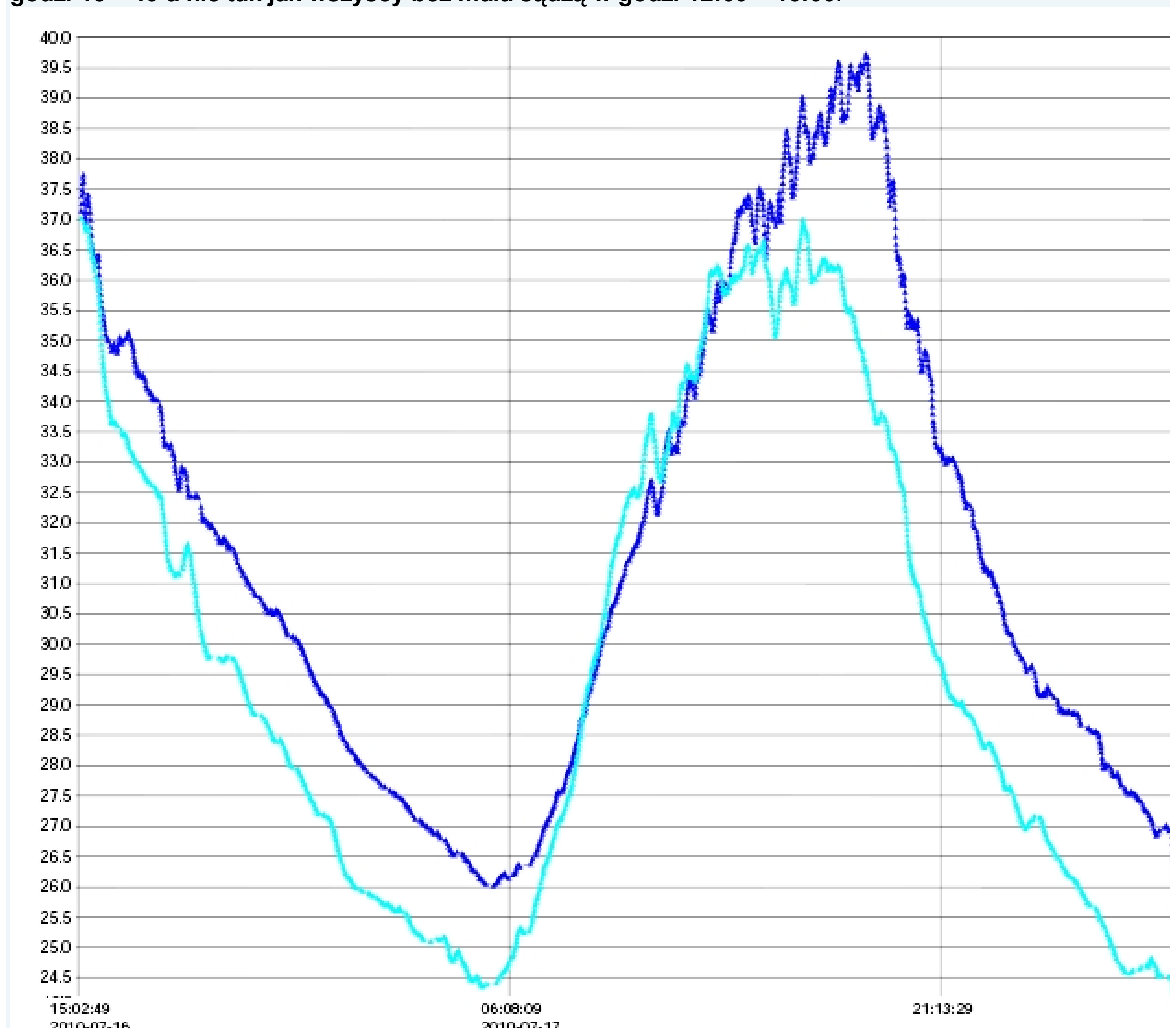
10.1. Wstęp

Akcja dezinformacyjna na temat autentycznej prawdy o elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych PV podawana całemu narodowi polskiemu jest świetnie przemyślana i zorganizowana.
Zabobony dotyczące instalacji fotowoltaicznych (PV) są to masowo rozpowszechniane (we wszelkich państwowych i korporacyjnych środkach przekazu) **fałszywe informacje, mające na celu zjednać do tego wynalazku opinię publiczną i zasiać w niej jak największy optymizm i uwielbienie dla „Zielonego Ładu"**.
Są to informacje **mające celowo wprowadzić w błąd, aby znieczulić społeczeństwo na istotne zagrożenia** i gigantyczne problemy związane z tą nową i zupełnie nieznaną dla szerszego ogółu (i fachowców też) dziedziną.

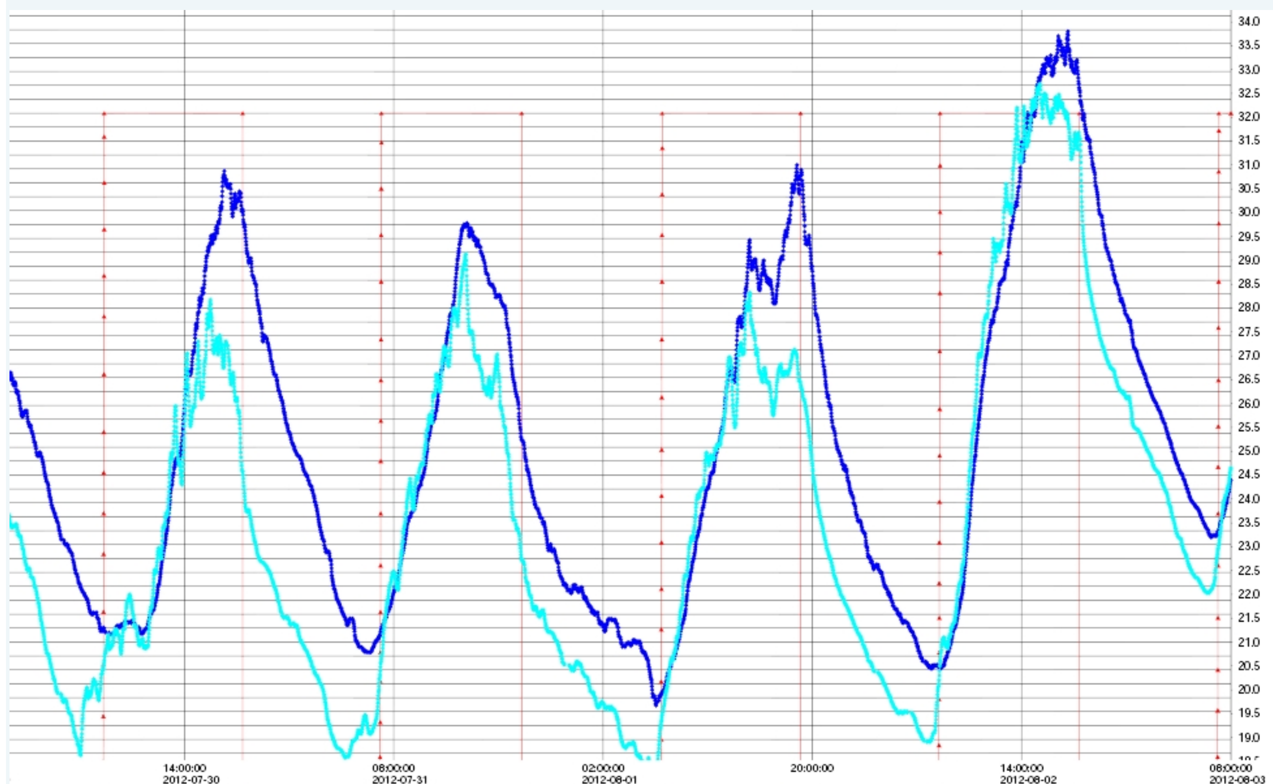
10.2. Lista 33 ważniejszych zabobonów używanych w dezinformacji społeczeństwa

1. Zabobon, że fotowoltaika może pełnić rolę źródła szczytowego w okresie letnim.
Chodzi oczywiście o eksponowaną klimatyzację, która faktycznie pochłania duże ilości energii tyle, że klimatyzacja w dużych obiektach, **nie pracuje wyłącznie w godzinach efektywnej pracy fotowoltaiki (w godz. 11 – 15) tylko (zwykle) całą dobę**.
Dla przykładu, w znanym mi od strony zawodowej budynku w Warszawie (w Śródmieściu) o powierzchni (bez garaży) ok. 40 000 m^2 (gdzie pracowałem 14 lat) klimatyzacja pobierała ok. 0,7 MW mocy z sieci energetycznej RWE.
Nie wchodząc w szczegóły, **w gorące upalne dni klimatyzacja musi pracować non-stop całą dobę**. Dzieje się tak ponieważ budynek biurowy – szczególnie jak ten omawiany klasy „A" – ma duże odzyski ciepła z zainstalowanych w nim urządzeń, poczynając od wyposażenia biur (setki komputerów), serwerowni jak i jego urządzeń technicznych i ... tysięcy km kabli obciążonych prądowo a więc wydzielających ciepło. W przypadku takiego budynku pobór nocny w godzinach 21 – 7 wynosił 0,7 MW i był równy około ½ poboru w czasie pracy biur w godzinach 9 – 17 kiedy to dochodził w szczycie do 1,7 - 1,8 MW. Nałóżmy na tę charakterystykę poboru mocy czas pracy fotowoltaiki, która na najwyższą wydajność w godz. 11 – 15. O godzinie 8 rano a następnie po południu o godz. 18, w czerwcu, lipcu czy sierpniu wydajność PV to tylko 15 % tej południowej w godz. 11 – 15! Co więcej, to najemcy (głównie biura) w takim budynku pracują od 7 – 9 do 21 – 22 i muszą mieć zapewnione odpowiednie parametry klimatyczne w pomieszczeniach.

Mało też kto wie, że najwyższe temperatury powietrza (temp. zewnętrzna) - w dużym mieście - występują w lecie, w godz. 18 – 19 a nie tak jak wszyscy bez mała sądzą w godz. 12:00 – 13:00.



Rys. 10.1. Wykres temperatury przy budynku w śródmieściu Warszawy dnia 17-07-2010. Kolor ciemny niebieski, w podcieniu od ulicy na wysokości 8 m, Kolor jasny niebieski, na wysokości 80 m.
Max temperatury 39,7 °C około godz. 18:40.



Rys. 10.2. Wykres temperatury przy budynku w śródmieściu Warszawy w dniach: 29-07-2012 do 02-08-2012. Kolor ciemny niebieski od ulicy, na wysokości 8 m, Kolor jasny niebieski, na wysokości 80 m. Max temperatury około godz. 18 - 19.

W tej sytuacji jest oczywiste, że elektrownie PV pracując zaledwie przez 118 godzin w roku, ze swoją ze swoją szczytową wydajnością powyżej 70 – 80 %, niczego nie rozwiązują i są praktycznie pomijalne.
Należy jeszcze zauważyć, że **klimatyzacja pracuje z taką samą wydajnością w dzień słoneczny jak i pochmurny zaś fotowoltaika w dzień pochmurny osiąga tylko 50 % mocy w stosunku do dnia słonecznego**.
Fotowoltaika może być co najwyżej źródłem wspomagającym zasilanie klimatyzacji a nie źródłem szczytowym.
Zabobon oparty na braku elementarnej wiedzy na temat klimatyzacji wielkich budynków, które pobierają gro energii w segmencie klimatyzacji.

2. Zabobon, że fotowoltaika działa w przypadku przerw w dostawie prądu typu awaria lub planowe wyłączenie.
Dla instalacji fotowoltaicznych typu on-grid **takie stwierdzenie jest nieprawdziwe**.
Dzieje się tak dlatego, że inwertery podłączone bezpośrednio do sieci muszą być zgodnie z przepisami BHP i **muszą być wyposażone w zabezpieczenie antywyspowe**, które w momencie, gdy następuje przerwa w dostawie energii z sieci energetycznej ZE (awaria lub planowe wyłączenie) **wyłącza takowy inwerter**.
Wynika to ze względów bezpieczeństwa. Sytuacja taka związana jest z jednej strony z częstotliwością pobieraną przez falownik z sieci, z drugiej strony stanowi dodatkowe zabezpieczenie przeciwporażeniowe (wyłączenie napięcia z innych potencjalnych źródeł, czyli separacja sieci, chroni elektryka dokonującego naprawy sieci przed przypadkowym porażeniem prądem). W przypadku **gdy przy tych manewrach ZAŁ-WYŁ sieci falownik wejdzie w stan awarii, to napięcia w instalacji domowej nie będzie dłużej aż do ręcznej interwencji operatora i skasowania usterki na falowniku**, przywracającej jego pracę.
Nie dotyczy to rzadko stosowanych instalacji PV **wyspowych** (off-grid), które nie są podłączone do sieci energetycznej i podgrzewają np. wodę w basenie właściciela.

3. Zabobon o „dobrze dobranej instalacji” co to pozwoli „magazynować nadwyżkę energii latem i odbierać zmagazynowaną energię zimą” a więc instalacji bilansującej potrzeby prosumenta w obrębie jednego roku bilansowego.
Wyjątkowo debilny jest to zabobon, który pomija to, że „odbierać zmagazynowaną energię zimą” można tylko z elektrowni węglowych, które trzeba zachować żeby było z czego „odbierać”.

Co więcej to wielu małych prosumentów jest przyłączonych do trójfazowej sieci dystrybucyjnej, ale produkowana przez nich energia jest jednofazowa, z powodu poczynionych oszczędności na falowniku. W praktyce oznacza to, że jeśli np. czajnik jest przyłączony do innej fazy niż panele słoneczne, to przy jednoczesnej pracy zakład energetyczny idąc na rękę prosumentowi rozlicza to jako „sprzedaż i zakup” energii, naliczając 20 proc. potrącenie przy zakupie – patrz powyżej „Drugi etap rozdawnictwa”, gdzie opisano jak to prosument nie ponosi żadnych opłat za transfer energii w obie strony, dzięki łajdackiemu prawu, co okrada jednych i daje drugim.

Tak więc jest to kolejny zabobon dorównujący pomysłowością i logiką sowieckiej „schizofrenii bezobjawowej”.

4. Zabobon o magazynowaniu energii przez zakład energetyczny, czyli energii przesłanej do „zakładu energetycznego” w celu wykorzystania jej w ciągu 365 dni od momentu zliczenia jej przez czterokwadrantowy, dwukierunkowy licznik energii.

„Obecnie prosumenci nie mogą sprzedawać prądu, który wyprodukowała ich instalacja fotowoltaiczna. ***Mają za to prawo przechowywać w sieci nadwyżki, których nie byli w stanie od razu zużyć. Energię mogą pobrać kiedy tylko będzie im potrzebna.*** *Za magazynowanie prądu, sieć energetyczna potrąci 20% z przesłanej przez prosumenta energii – gdy instalacja ma do 10 kW mocy – lub 30% w przypadku PV o większej mocy."*

Po pierwsze to żadna energia nie jest wysyłana do zakładu energetycznego tylko przez liczniki pomiarowo-rozliczeniowe zakładu energetycznego **do WSZYSTKICH ODBIORCÓW AKTUALNIE CZYNNYCH w systemie elektroenergetycznym**. Tę energię pobierają aktualnie czynni odbiorcy a nie żaden zakład energetyczny!

Zakład energetyczny dokonuje tylko rozliczeń przepływów energii, ale jej nie magazynuje w najmniejszej ilości, bo nie ma takich możliwości.

Dla przykładu zacytuję tego typu rozumowanie:
„Numerem 3 oznaczona jest tabelka ze szczegółowymi danymi dotyczącymi wprowadzonej i odebranej energii w systemie opustów 1:0,8. W kratce Ilość energii [kWh] widzimy, jaka jej suma została wprowadzona do sieci w 1 strefie: jest to 3 093 kWh. Z powrotem pobrane zostało 2 826 kWh i ta wartość została pomnożona przez 0,8. W rezultacie, klient pobrał z sieci w pierwszej strefie darmową, wyprodukowaną przez jego instalację energię w ilości 2 261 kWh (2 826 kWh x 0,8). ***Resztę (2 826 x 0,2) zatrzymał Zakład.*** *Obliczenia analogicznie zastosujemy w kratce dotyczącej strefy 2. W tabelce wskazana jest jeszcze wartość 267 kWh i jest to energia, która została wprowadzona do sieci przez Prosumenta, a jeszcze nie została wykorzystana czyli tzw. nadwyżka. Prosument może ją wykorzystać w ciągu roku od daty wprowadzenia do sieci."*

O tym jak to „***Resztę (2 826 x 0,2) zatrzymał Zakład***." będzie szerzej poniżej w pt. 8. Zabobon o zaletach generacji rozproszonej.

Szarlataneria tego zabobonu jest i szczególna i niebezpieczna, bo jest to pomieszanie pojęcia energii elektrycznej z wartością zaksięgowaną jej przepływu.
Działanie jest oczywiście celowe, po to żeby okłamywać następnych naiwnych, aby zostali prosumentami.

Wartość księgowa to nie jest energia, tylko zapis liczbowy w komputerze operatora! Problem „magazynowania energii" polega na tym, że prosument (w styczniu 2021 jest ich już ponad 300 000), który wypracował nadwyżkę energii ponad swoje aktualne potrzeby w okresie w okresie 7 miesięcy od marca do września **kiedy to jej sumaryczna produkcja jest równa 87,1 % całej fotowoltaicznej produkcji rocznej,** będzie chciał ją odebrać w pozostałych 5 miesiącach.
Problem polega na tym, że może ją „odebrać" tylko z produkcji bloków węglowych! często w zimowym szczyci energetycznym!

Dopóki udział prosumentów w ogólnej mocy zainstalowanej - tak jak obecnie - jest niewielki to nie widać problemu, ale **po planowanym zainstalowaniu przez rząd 14 000 MW w elektrowniach PV myślenie takie stanie się idiotyzmem**.

Skąd rząd weźmie te brakujące moce produkcyjne bloków węglowych, skoro zamierza pozamykać elektrownie węglowe?

Już obecnie – każdego dnia – jest dokupowane za granicą od 2000 do 3000 MW mocy wytwórczej – patrz **Rys. 3.1.** i dane on-line na stronie PSE: https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-dobowe-z-pracy-kse

Wyjątkowo, ale to wyjątkowo ciemny zabobon dorównujący pomysłowością i logiką sowieckiej „schizofrenii bezobjawowej", w który w dodatku, wszyscy wierzą.

5. Zabobon o ilości energii przesłanej do zakładu energetycznego w celu wykorzystania jej w późniejszym okresie.
Energii nie wysyła się do zakładu energetycznego, tylko do aktualnie czynnych odbiorców podłączonych do sieci krajowej poprzez PSE Operator. Zakład energetyczny dokonuje tylko rozliczeń przepływów energii, ale jej nie magazynuje.

Wyjątkowo ciemny zabobon, ale trzeba to przyznać, chwytliwy zabobon, który nie wspomina o tym, że tę „zmagazynowaną" energię muszą wyprodukować elektrownie węglowe, aby prosument mógł ją sobie „odebrać".

6. Zabobon o tym jak to energia z elektrowni PV jest magazynowana i czeka na okres zimowy, kiedy produkcja energii jest mniejsza.
Jak wielkie i ordynarne jest to kłamstwo to świadczą dane szczytów poboru z PSE za rok 2019/2020:
2019-12-26: MAX: **16 496 MW** o godz. 19:45, MIN: 12 566 MW o godz. 3:00
2019-12-12: MAX: **25 824 MW** o godz. 16:15, MIN: 18 657 MW o godz. 3:45

2020-07-12: MAX: **16 069 MW** o godz. 21:45, MIN: 11 807 MW o godz. 5:00
2020-07-02: MAX: **22 396 MW** o godz. 13:15, MIN: 15 191 MW o godz. 5:00

Wszystkie 4 szczyty miesięczne poboru energii w grudniu są większe od analogicznych szczytów w lipcu co świadczy nie tylko o perfidnym kłamstwie, ale o tępocie umysłowej propagujących te brednie.

Tak nawiasem to za dwa lata na potrzeby OZE-fotowoltaika przybędzie opłata mocowa: związana ze „wsparciem" rynku mocy. To jest mechanizm pozwalający płacić wytwórcom energii elektrycznej nie tylko za jej realną produkcję, ale i gotowość do niej w szczycie, czyli za nowe moce (szacunki dla gospodarstw domowych mówią o 6-7 zł miesięcznie).

Ile wynosi opłata mocowa? Wysokość opłaty będzie uzależniona od rocznego zużycia energii elektrycznej. Wynika z ustawy o rynku mocy z 8 grudnia 2017 r.

W informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 63/2020 w sprawie stawek opłaty mocowej na rok 2021 czytamy, że opłata mocowa dla gospodarstw domowych wyniesie:
1) 1,87 zł na miesiąc (22,44 zł rocznie) – dla zużywających rocznie poniżej 500 kWh energii elektrycznej,
2) 4,48 zł na miesiąc (53,76 zł rocznie) – dla zużywających rocznie od 500 kWh do 1 200 kWhenergii elektrycznej,
3) 7,47 zł na miesiąc (89,64 zł rocznie) – dla zużywających rocznie powyżej 1 200 kWh do 2800 kWh energii elektrycznej,
4) 10,46 zł na miesiąc (125,52 zł rocznie) – dla zużywających rocznie powyżej 2800 kWh energii elektrycznej,
5) 0,0762 zł/kWh – dla pozostałych grup odbiorców zużywających energię elektryczną pobraną z sieci w ciągu doby (w dni robocze od 7:00 do 21:00).
Rafał Gawin, prezes URE, w komunikacie IBS News powiedział, że "wysokość opłaty mocowej odzwierciedla wprost płatności dla dostawców mocy, które wynikają z aukcji rynku mocy. Środki pozyskane z tej opłaty przeznaczone będą na budowę nowych, modernizację i utrzymanie istniejących jednostek wytwórczych. **Celem jest wzmocnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zmniejszenie ryzyka tzw. blackoutu**".

Tak się strzyże frajerów-wyborców którzy uważają się za wielkich suwerenów.

7. Zabobon-hasło: „INSTALACJA FOTOWOLTAICZNA – DROGA DO NIŻSZYCH RACHUNKÓW ZA PRĄD!".
Perfidny zabobon, który nie dopowiada, że DROGA DO NIŻSZYCH RACHUNKÓW ZA PRĄD wiedzie przez dotacje z budżetu państwa na instalację i przez zwolnienie producentów energii fotowoltaicznej (prosumentów) od opłat (**Opłata jakościowa, Opłata sieciowa zmienna, Opłata kogeneracyjna**), które ponoszą pozostali konsumenci energii elektrycznej i finansowanie tych „niższych rachunków" z kieszeni - w większości biednych ludzi - co to często nie mają na jedzenie dla swojego potomstwa.

Takiemu sponsoringowi, czyli przepływowi pieniędzy od „biedniaka do kułaka" służy aktualnie zawieszona Opłata OZE – nowy składnik faktury od 1.07.2016 r. Wynika ona z zapisów ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2015 poz. 478. ze zm.) oraz „Taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej" ENEA Operator.

Co to jest opłata OZE? Opłata OZE służy zapewnieniu dostępność energii ze źródeł odnawialnych w krajowym systemie elektroenergetycznym. Opłatę OZE przeznacza się wyłącznie na pokrycie ujemnego salda z tytułu rozliczeń energii ze źródeł odnawialnych pomiędzy wytwórcami tej energii i sprzedawcami energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii oraz kosztów działalności Zarządcy Rozliczeń S.A. (dysponenta opłat OZE).
Kto ponosi koszty opłaty OZE? Opłatę OZE uiszczają odbiorcy końcowi w ramach opłat za usługę dystrybucji energii elektrycznej.
Jaka jest wysokość stawki opłaty OZE? Od 1.01.2017 r. stawka opłata OZE wynosi: 0,0037 zł za 1 kWh netto czyli 0,004551 zł/kWh brutto. Od stycznia 2021 r. zmieni się także opłata OZE. Opłata OZE wzrośnie z 0 zł do 2,2 zł/MWh.

Jak wynika z ustawy o Odnawialnych Źródłach Energii z 2015 r. celem stawki OZE jest pokrycie kosztów wynikających z uczestnictwa producentów zielonej energii w systemie aukcyjnym oraz w systemach taryfy gwarantowanej (FIT: feed-in-tariff) oraz dopłat do ceny rynkowej (FIP: feed-in premium). Dzięki tej opłacie ma być wspierane wytwarzanie energii elektrycznej pochodzącej odnawialnych źródeł w instalacjach OZE.

8. Zabobon o zaletach generacji rozproszonej, która jakoby zmniejszała straty energii w systemie elektroenergetycznym.
Straty w sieci elektroenergetycznej z mikroinstalacjami prosumenckimi maleją. Tak, ale tylko do pewnego punktu stanu pracy całej sieci, **po czym straty zwiększają się, a dla maksymalnej wartości mocy czynnej (Pw = 40 kW) są większe od stanu początkowego (bez generacji).**

Straty w trakcie przesyłu energii elektrycznej w Polsce sięgają nawet 12 %. Największy problem widać w sieci tzw. niższych napięć, należących do spółek dystrybucyjnych. Najtrudniejsza sytuacja jest we wschodnich regionach naszego kraju. – Tu są obszary, gdzie **straty na przesyle sięgają nawet 19 %.** Z opracowania naukowego pt. „***Problemy strat energii elektrycznej w elektroenergetycznych sieciach dystrybucyjnych niskiego napięcia z mikroinstalacjami prosumenckimi***" - Sławomir Cieślik (Dyrektor Instytutu Inżynierii Elektrycznej -
dr hab. inż. Sławomir Cieślik, prof. nadzw. Uniwersytet Technologiczno-Przyrodniczy w Bydgoszczy) wiemy szczegółowo o problemie strat w sieciach dystrybucyjnych, cyt.:

„Pozyskiwanie energii elektrycznej z promieniowania słonecznego, technicznie w układach fotowoltaicznych, wiąże się z rozproszoną generacją energii w stosunkowo krótkim okresie dnia, co stwarzać może określone problemy z funkcjonowaniem sieci i wpływem na jej stany pracy, w tym wielkość strat energii elektrycznej.
Jak skrótowo wykazano w tym artykule, ***nie można bezkrytycznie przyjmować wyrwanych z kontekstu fizycznego stwierdzeń, np. że generacja rozproszona powoduje zmniejszenie strat mocy (energii) w sieci****. Niestabilność warunków zewnętrznych (np. prędkości wiatru czy natężenia promieniowania słonecznego) wpływających w sposób zasadniczy na procesy energetyczne jednostki wytwórczej jako mikroinstalacji prosumenckiej, wymusza analizę szczegółową pracy całej sieci w kontekście strat energii elektrycznej.*
Uzasadnia to, podawane w podręcznikach i innych opracowaniach dotyczących pracy sieci elektroenergetycznej z generacją rozproszoną, zaletę generacji rozproszonej, mianowicie zmniejszenie strat mocy (energii). Jednak, gdy zapoznamy się z wynikami eksperymentu symulacyjnego przedstawionymi dla pracy sieci z obciążeniem minimalnym (rys. 4), to wyraźnie widać, że zmniejszenie strat mocy (przy zwiększaniu wartości mocy czynnej jednostki wytwórczej) następuje do pewnego punktu stanu pracy całej sieci, ***po czym straty zwiększają się, a dla maksymalnej wartości mocy czynnej (Pw = 40 kW) są większe od stanu początkowego (bez generacji).***
Z tego wynika, że nie można bezkrytycznie przyjąć, że generacja rozproszona (mikroinstalacje prosumenckie) powoduje zmniejszenie strat mocy w elementach sieci elektroenergetycznej. A wnioski dotyczące strat energii elektrycznej w tej sieci należy formułować jeszcze bardziej uważnie.

Z tego również wniosek, że wspomniana zaleta generacji rozproszonej rzeczywiście jest zaletą, ale przy rozsądnym doborze mocy jednostki wytwórczej. Dobór zawiera w sobie dwa aspekty, pierwszy to dobór mocy znamionowej jednostki wytwórczej, drugi to możliwość sterowania pracą tej jednostki w czasie jej eksploatacji.
I tutaj dochodzimy do zagadnień bardzo wrażliwych w dwóch aspektach: technicznym (wprowadzenie sterowania pracą jednostki wytwórczej powoduje, że podlega ona swego rodzaju obszarowej dyspozycji mocy) oraz formalno-prawnym (kto weźmie odpowiedzialność za skutki sterowania, które mogą być nieakceptowane przez prosumentów). Na podstawie wyników eksperymentu symulacyjnego, które przedstawiono na rys. 5, można prześledzić wpływ na straty mocy często proponowanego sterowania mocą bierną jednostki wytwórczej. Proponuje się to rozwiązanie w celu regulacji napięcia w elektroenergetycznych sieciach dystrybucyjnych niskiego napięcia (chodzi głównie o obniżenie wartości napięć w węzłach przy pracy wielu układów z mikroinstalacjami prosumenckimi). Na charakterystykach wpływu mocy biernej jednostki wytwórczej na napięcia w węzłach (rys. 5.a) widać pożądany efekt, mianowicie napięcia w węzłach się zmniejszają. Ale straty mocy w elementach sieci zwiększają się.”

A więc kolejne brednie medialnych propagandystów „Zielonego Ładu”.

Dyrektor Instytutu Inżynierii Elektrycznej, dr hab. inż. Sławomir Cieślik, prof. nadzw. Uniwersytet Technologiczno-Przyrodniczy w Bydgoszczy jasno się wypowiedział i nie wypada dyskutować.

Sygnalizuję jeszcze ten problem cytując za: Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 67, „**ANALIZA WYBRANYCH ASPEKTÓW JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA ZE ZNACZĄCYM UDZIAŁEM GENERACJI ROZPROSZONEJ NA TERENIE KLASTRA WIRTUALNA ZIELONA ELEKTROWNIA OCHOTNICA**” autorstwa Łukasz TOPOLSKI, Wojciech SCHAB, Andrzej FIRLIT, Krzysztof PIĄTEK:

„W artykule przedstawiono wpływ 48 % udziału 1-fazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych o mocy jednostkowej 2,08 kW, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia na wartości skuteczne napięć fazowych, współczynniki składowych symetrycznych kolejności zerowej K0U i przeciwnej K2U napięcia, prądy fazowe IA,B,C i prąd w przewodzie neutralnym IN oraz współczynnik krótkookresowego migotania światła Pst na przyłączu do prosumenta. Wyniki pomiarów przedstawione na rysunku 8 pokazują, że duża liczba mikroinstalacji o małej mocy jednostkowej przyłączona do jednej fazy układu 3-fazowego powoduje wzrosty napięcia oraz wzrosty współczynników asymetrii ponad wartości dopuszczalne. Sytuacja ta występuje w przypadku niezbilansowania ilości energii oddawanej do sieci dystrybucyjnej z ilością energii pobieranej przez odbiorniki w danym przedziale czasu. Co ciekawe, szczególnie wysokie wartości przyjmuje współczynnik składowej symetrycznej kolejności zerowej K0U napięcia, dla którego nie ma określonych limitów w dokumentach krajowych, ani międzynarodowych. Wysoki poziom składowej symetrycznej kolejności zerowej K0U napięcia wynika z przepływu prądu w przewodzie neutralnym. Rysunek 9 przedstawia sytuację, w której podczas oddawania energii do sieci przez mikroinstalację przyłączoną do fazy B i poboru energii na fazach A i C, prąd w przewodzie neutralnym N jest w pewnych przedziałach czasu dużo większy od prądów fazowych. Duży prąd w przewodzie neutralnym powoduje spadek napięcia na impedancji tego przewodu, co prowadzi do przesunięcia środka ciężkości gwiazdy napięć fazowych i skutkuje wysokim udziałem składowej symetrycznej kolejności zerowej K0U w napięciu zasilającym [5]. W związku z dokonanymi obserwacjami, konieczne wydaje się opracowanie limitów udziału tej składowej w napięciu zasilającym, ponieważ jej wzrost jest związany z dużym udziałem 1-fazowych mikroinstalacji w sieci niskiego napięcia. Mikroinstalacje mają również wpływ na wahania napięcia w sieci dystrybucyjnej, co zostało pokazane na rysunku 10. Wzrost współczynnika Pst zwłaszcza w godzinach 11 – 13 związany jest z dużą zmiennością prądu prosumenta, powodowaną dynamicznie zmieniającymi się warunkami nasłonecznienia. Należy również mieć na uwadze, że na wzrost współczynnika Pst mają także wpływ pozostałe 1-fazowe mikroinstalacje przyłączone do tej fazy obwodu niskiego napięcia.”

9. Zabobon, że instalacja prosumencka jest bezobsługowa.
Falowniki jako urządzenia energoelektroniczne o dużym stopniu komplikacji (sterowanie komputerowe) wchodzą czasami z różnych powodów w stan awarii. Następuje wyłączenie całej instalacji i potrzebna jest fachowa ręczna obsługa do przywrócenia ich do stanu pracy.
Zdarza się, że falownik generuje do sieci moc bierną pojemnościową, która jest bardzo niebezpieczna dla innych użytkowników (podnosi napięcie sieci) i za takie działanie są wysokie kary w postaci opłat za energię bierną pojemnościową dla producentów o mocy zamówionej >40 kW, którą czterokwadrantowy, dwukierunkowy licznik energii elektrycznej skrupulatnie, z dokładnością 0,2 %, pomierzy w tymże dwukierunkowym przepływie energii u prosumenta. Taka generacja powinna być wyłapywana na bieżąco, aby nie było rozczarowania w związku z dodatkowymi kosztami na fakturze.

Zabobon wynikający z braku jakiegokolwiek wykształcenia technicznego i rozumienia zagadnień pracy i obsługi dużych urządzeń energoelektronicznych typu falownik.

10. Zabobon, że prosty, niewykształcony w dziedzinie elektryki prosument, jest w stanie sprawdzić poprawność rozliczeń tj. ilość wyprodukowanej energii przez falownik z ilością wskazaną przez czterokwadrantowy licznik i danymi z faktury.

Wg mego kilkunastoletniego doświadczenia w dziedzinie rozliczeń energii elektrycznej dla dużych budynków w Warszawie i w Polsce jest to czysta utopia. **Nawet niektórzy inżynierowie-elektrycy sobie z tym nie radzili**.

99,9 % odbiorców w gospodarstwach domowych nie rozumie pozycji na swoich fakturach więc szkoda słów.

11. Zabobon, że w przypadku dużych instalacji fotowoltaicznych składających się z wielu paneli połączonych w łańcuch (ang. String) operatorzy systemu powinni zadbać o wyposażenie instalacji w system rejestrujący pracę kompleksowej instalacji w celu monitorowania poprawności i efektywności jej działania.

Typowe mrzonki ludzi nie mających pojęcia o czym mówią. Dodanie do niesprawnej i awaryjnej instalacji PV kolejnego systemu nadzoru (taki dedykowany BMS), który też musi być konserwowany, sprawdzany, naprawiany nie uleczy tej instalacji, tylko pogorszy sumaryczną niezawodność obu tych systemów. Głupota i tyle.

12. Zabobon o tym, że instalacja PV rozwiązuje wszelkie problemy z zasilaniem energetycznym obiektu prosumenta.
Jest to oczywista nieprawda ponieważ profil produkcji energii przez instalacje PV nie zgadza się z profilem zużycia i to w 85 – 95 % okresu poboru (tak w obrębie roku jak i każdego dnia). Znowu dyletanctwo i nic więcej.

13. Zabobon o tym, że nie ma dodatkowych kosztów dotyczących eksploatacji instalacji PV.
Jest to nieprawda. Trudno, żeby w ciągu 25 lat nic kompletnie się nie zepsuło, uszkodziło, nie wymagało sprawdzenia, zmiany parametrów itp. Przypomnę słowa wójta Wierzchosławic Zbigniewa Drąga „***Dodatkowo kilka dni temu dowiedziałem się o awarii dwóch paneli, które kosztują około 8 tysięcy euro. Nie jest ona już objęta gwarancją i za naprawę musimy ponieść dodatkowe koszty***.
Poza tym są jeszcze takie koszty jak np. ubezpieczenie 400 zł/rok.
Kolejna pozycja, to uwzględnienie kosztu pieniądza/stopy procentowej - w zależności czy kredyt, czy środki własne.
Jeśli przyjmiemy finansowanie ze środków własnych to można przyjąć stopę procentową w wysokości 2,8% (można znaleźć oferty lokat 5-letnich) to wtedy okres „spłaty” z instalacji PV istotnie się wydłuża o kilka lat (z 11 do 16 lat).
No i na koniec, po np. 15 latach, **trzeba będzie panele zdemontować i zutylizować a za to trzeba będzie zapłacić zapewne niemałą kwotę o której na razie nikt nie mówi ani słowa**, bo aktualnie jest moda na zakładanie, więc po co straszyć inwestorów, których tak ładnie nazwano „prosumentami” i dano im takie fory kosztem innych murzynów którzy muszą się na nich zrzucić – oczywiście – pod przymusem podatkowo-fiskalnym.

14. Zabobon o tym, że warto kupić używaną elektrownię fotowoltaiczną z Niemiec.
W Niemczech w 95% przypadków nie demontuje się modułów i falowników z powodu wymiany na lepsze, nowsze modele, czy z uwagi na bankructwo inwestora, lecz z uwagi **na znaczące nie trzymanie parametrów elektrycznych**.
Moduły to urządzenia, które - jak niesie nachalna propaganda - mogą bezawaryjnie pracować 15-25 lat i zazwyczaj nikt ich nie wymienia szybciej, o ile nie zaczynają ujawniać się wady ukryte, bądź wady powstałe na etapie eksploatacji.
Takie moduły po demontażu często są kupowane w cenie "złomu" w Niemczech i często próbuje się je sprzedać w rynkach wrażliwych na cenę jak Polska. Często moduły z demontażu oferuje się w Polsce w cenie 30-50% niższej od nowych, co jest ceną zdecydowanie zbyt wygórowaną biorąc pod uwagę, jakość produktu i możliwego czasu jego pracy.
Podobna sytuacja dotyczy falowników z tą różnicą, że nawet falownik renomowanego producenta z dużą dozą prawdopodobieństwa **nie będzie średnio pracował bezawaryjnie dłużej niż 10- 15 lat**. Należy pamiętać ze falownik to element instalacji fotowoltaicznej, który **jest najbardziej awaryjny i charakteryzuje się najkrótszym okresem życia**.
Kupując urządzenie, które ma za sobą 5-7 lat pracy należy mieć na uwadze, że kupujemy urządzenie, które połowę życia ma już za sobą i dodatkowo wkracza w okres, w którym awaria jest coraz bardziej prawdopodobna. Problemem będzie także dokumentacja techniczna starszych sprowadzanych falowników. Brak deklaracji zgodności i potwierdzenia spełniania odpowiednich norm może być przyczyną odmowy przyłączenia elektrowni, PV opartej na takich falownikach.
Typowy zabobon serwowany biednym ludziom.

15. Zabobon o tym, że Niemcy sprzedają używane elektrownie łącznie z transportem.
„Bloomberg informuje, że dwóch największych niemieckich operatorów elektrowni – firmy RWE i E.ON – szuka klientów zwłaszcza na swoje elektrownie gazowe, które z reguły nie pracują i przynoszą straty. W efekcie, w okresach wzmożonej pracy farm fotowoltaicznych i wiatrowych nasi zachodni sąsiedzi muszą wyłączać tradycyjne elektrownie, które generują wówczas straty. Dlatego niemieckie koncerny energetyczne chcą pozbywać się swoich elektrowni i sprzedawać je nawet na inne kontynenty. Bloomberg upatruje potencjalnych klientów zwłaszcza w państwach rozwijających się.
Cytowany przez gazetę Westdeutsche Allgemeine Zeitung CEO firmy RAG Mining Solutions Martin Junker ocenia, że klientów na elektrownie niemieckie koncerny mogą znaleźć w Europie Środkowo-Wschodniej, Afryce czy Azji. Bloomberg szacuje, że niemieckie koncerny energetyczne mogą sprzedawać swoje elektrownie nawet za 2/3 ceny.”.

Jest to wyjątkowa, bo głupia, propaganda. Ze zbudowanej i pracującej już elektrowni można odzyskać niektóre podzespoły, czy części, ale nie można elektrowni rozebrać, przewieźć i złożyć w innym miejscu. Spawu nie da się rozebrać! Co za nachalna i tandetna, propagandowa bzdura. Jednak ta bzdura działa na wyobraźnię prostych ludzi, nie mających zielonego pojęcia o jakichkolwiek elektrowniach ani nawet o tym, czym różni się prąd od mocy czy energii.

Prawda jest taka, że nowa niemiecka elektrownia na węglu kamiennym Datteln IV o mocy 1100 MW została w maju 2020 oddana do komercyjnego użytku i włączona do sieci energetycznej.
Co prawda to *„Swój sprzeciw wobec uruchomienia Datteln IV wyraziła m.in. aktywistka klimatyczna Greta Thunberg. „W sobotę Uniper oraz fińska państwowa spółka Fortum otworzą nową elektrownię węglową Datteln IV w Niemczech. Ci u władzy jawnie kłamali, kiedy mówili, że zależy im na przyszłości ich dzieci. Jeśli potrzebujecie dowodu, że ich słowa i obietnice są puste, oto i on*” - napisała Greta Thunberg na Twitterze.

Czyż to, co się dzieje w sprawie węgla, to nie jest dom wariatów? Ale specyficzny dom wariatów. **Taki który ma doprowadzić Polskę na skraj przepaści a potem dalej** (wojny domowej?).

16. Zabobon o tym, że państwami rządzą fachowcy a przynajmniej normalni ludzie.
Jest o wyjątkowo niebezpieczny zabobon, w który wierzą niemal wszyscy obywatele. Dla przykładu najnowsza informacja z 16 września 2020: *„Szefowa Komisji Europejskiej Ursula von der Leyen 16 września 2020 r.* ***poinformowała, że KE***

proponuje zwiększenie celu redukcji emisji do 2030 r. z 40 do co najmniej 55 proc. *w odniesieniu do poziomu z 1990 r.*"
(a więc proponuje zwiększenie celu, jak komunista Chruszczow, który też proponował towarzyszowi Józefowi „Stalinowi" Dżugaszwili (dżuga_szwili = syn_żyda), żeby zwiększyć limity dzienne na egzekucje chłopów na Ukrainie, w latach 1935-37)

Poinformowała!
A równie mądra jest reakcja w naszym bantustanie polskiego orwellowskiego Ministerstwa Klimatu:
„*Ministerstwo Klimatu* ***z niepokojem przyjęło propozycję KE*** *ws. większej redukcji emisji CO. Z* ***niepokojem przyjmujemy*** *propozycję Komisji Europejskiej dot. zwiększenia celu redukcji emisji do 2030 r. "co najmniej do 55 proc." bez przedstawienia środków, mających służyć jego realizacji.* ***Podczas swojego wystąpienia Ursula von der Leyen, Przewodnicząca Komisji Europejskiej, nie uzasadniła tej konkretnej wartości*** *- komentuje Ministerstwo Klimatu.*".

(Ursula von der Leyen to, ta wobec której, pojawiły się zarzuty o plagiat pracy doktorskiej, a przeprowadzone postępowanie **wykazało uchybienia w tym zakresie**. Zachowała jednak doktorat, co uzasadniano brakiem premedytacji i stosunkowo niewielkim zakresem splagiatowanych miejsc!)

No i dzisiaj 11 grudnia A.D. 2020 cyt.: „*Osiągnięto porozumienie ws. redukcji emisji w UE do 2030 roku. Redukcja wyższa niż planowana. Przewodniczący Rady Europejskiej i szefowa Komisji Europejskiej ogłosili, że na unijnym szczycie osiągnięto kolejne porozumienie. Dotyczy ono redukcji emisji CO2 w Europie do 2030 roku – zamiast dotychczas planowanych 40 proc., będzie to 55 proc. Dziennikarze informują, że porozumienie w tej sprawie blokował przez wiele godzin premier Mateusz Morawiecki, który domagał się gwarancji pomocy w przechodzeniu na czystą energię.*"
Źródło: https://biznes.wprost.pl/gospodarka/energetyka/10397994/osiagnieto-porozumienie-ws-redukcji-emisji-w-ue-do-2030-roku-redukcja-wyzsza-niz-planowana.html

Sprawa dla Ministerstwa Klimatu jest prosta. Jakby dostali pieniądze na przekupienie górników - to by bez zastanawiania się, zamknęli wszystkie kopalnie (tylko pieniędzy nie mają). Zupełnie jak w tym powiedzeniu (komucha i mordercy żołnierzy niezłomnych) Władka Gomułki, ksywa „wiesław": „*Gdybyśmy mieli więcej blachy stalowej, moglibyśmy produkować więcej konserw, ale nie mamy mięsa*".

Widać, że w ministerstwach – tak jak za prawdziwej przedwojennej Sanacji - liczą się tylko pensje. Noż kupa niebezpiecznych, bardzo niebezpiecznych „urzędników", ale urzędników którzy decydują o życiu setek milionów ludzi na zasadzie " ***poinformowała, że KE proponuje***".

17. Zabobon o tym, że jeżeli panele PV są dobrej jakości to i popracują długo, nawet bardzo długo.
Powtarzane jest w koło niezorientowanym „małym inwestorom", którzy nie odróżniają prądu od napięcia, że „*GWARANCJA producenta wynosi 25 lat, ale panele mogą produkować prąd nawet przez 50 lat. Pod warunkiem, że są dobrej jakości, były poprawnie zamontowane i nie zostały uszkodzone przez grad, nawałnicę, pożar lub inne zdarzenia losowe.*".
Są to wierutne bzdury. Skoro Niemcy demontują na złom lub do Polski 4 – 5 letnie panele i wymieniają na nowe to znaczy, że **jest ku temu jakiś powód**. Powodem nie jest wzrost wydajności tych nowych, bo jest on minimalny i nieuzasadniony ekonomicznie (1 – 2%) **tylko spadek sprawności tych demontowanych**.

Wyjątkowo szkodliwy zabobon, bo niemożliwy do sprawdzenia przez „małego inwestora".

18. Zabobon o tym, że wzrost napięcia w sieci i wyłączenie się falownika jest bardzo często mylnie interpretowane jako efekt zbyt bliskiego sąsiedztwa stacji transformatorowej 15/0,4 kV.
Głupota ludzka tylko dlatego nie ma skrzydeł, żeby nie latała nisko i powoli.

W rzeczywistości jest dokładnie odwrotnie! To **duża odległość od stacji transformatorowej i zbyt cienkie przewody** a dokładnie zbyt duża impedancja sieci widziana od strony falownika, w miejscu jego przyłączenia, są przyczyną wzrostu napięcia na jego wyjściu ~ 230 V AC i w konsekwencji wyłączania falownika. Falownik żeby przesłać energię do sieci musi mieć wyższe napięcie od tej sieci. I tym bardziej wyższe, im większa jest jego moc chwilowa w stosunku do impedancji sieci, która jest stała dla danego punktu przyłączenia.
Głupota wyjątkowa.

19. Zabobon o tym, że falownik cały czas pracuje.
Należy tutaj nadmienić, że **w czasie poszukiwania punktu mocy maksymalnej MPPT, falownik nie produkuje energii**, a więc im szybciej działa tym wyższa jego sprawność.

Kiedy zależność prądu jest praktycznie liniowa w funkcji natężenia oświetlenia, to w przypadku napięcia już małe wartości natężenia promieniowania świetlnego powodują, że na zaciskach modułów pojawiają się znaczące wartości (łańcuch modułów fotowoltaicznych oświetlony uliczną lampą daje napięcie o wartości kilkudziesięciu woltów, ale praktycznie bezprądowo).
Istotnym parametrem jest również szybkość wyszukiwania maksymalnego punktu mocy. Jest to ważne ponieważ **w momencie przeprowadzania tego procesu falownik nie produkuje energii elektrycznej**.

Różnice między najlepszymi a najgorszymi jakościowo inwerterami są znaczące. Dominujące na rynku urządzenia **wykonują operację śledzenia w kilka sekund**. Te najgorsze – **w kilkadziesiąt**. Problemem związanym z modułem MPPT jest klasyczna konstrukcja instalacji fotowoltaicznej. Do jednego falownika przyłączony jest string wielu modułów które mają ograniczaną moc w przypadku zaciemnienia jednego ogniwa.

20. Zabobon o tym, że panele fotowoltaiczne można zamontować na dachu, z dowolnym pokryciem dachowym.
Jest to nieprawda. W miarę bezpieczna jest dachówka. Blachodachówka położona na pełnym deskowaniu pokrytym papą jest znacznie mniej bezpieczna. Natomiast dachy deskowane kryte samą papą **w ogóle nie nadają się pod zabudowę**

paneli PV ze względów na bezpieczeństwo pożarowe. W przypadku uszkodzenia nawet jednego ogniwa, które w takiej sytuacji, rozgrzewa się nawet do kilkuset stopni Celsjusza, sprawia, że **pożar w takiej sytuacji jest prawie pewny**. – patrz na opisane wcześniej, pożary dachów marketów Walmart w USA. Papa + panele PV = POŻAR.

21. Zabobon o tym, że program-wabik Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej o nazwie „Mój Prąd" finansuje fotowoltaikę.
Plany są takie aby zwabić w Polsce ok. 200 tys. naiwnych prywatnych inwestorów (prostych i nic nie rozumiejących ludzi) instalacji prosumenckich o mocy, zwykle równej ok. 5 kW, co dałoby propagandowo okrągłą liczbę 1 GW mocy zainstalowanej.
Wpierają więc prostym ludziom, że *„instalacja o mocy ok. 5 kW produkuje tyle energii, ile zużywa rodzina z dziećmi w średniej wielkości domu i rozwiąże ich problemy z zakupem energii"*.
Nie mówią, że korzystając z programu „Mój prąd" inwestor zapłaci za 5 kW instalację PV na dzień dobry (5 + 23) tys. zł (i jak ma przychody na koniec roku otrzyma jeszcze nieco ponad 4 tys. zł zwrotu z US).
Rzeczywisty koszt takiej instalacji dla „prosumenta" wynosi 19 tys. zł, które trzeba wyłożyć na początek.
Jak to się skończy to opisuje Zabobon nr 32.

22. Zabobon o tym, że energia z elektrowni PV jest tania i bardzo ogranicza zużycie węgla.
Energia z farm wiatrowych w USA kosztuje już tylko 0,02 USD/kWh. W nowej edycji corocznego raportu pt. Wind Technologies Market Report, który wykonuje Lawrence Berkeley National Laboratory na zlecenie amerykańskiego Departamentu Energii (Department of Energy).
Uwagę zwraca wskazana przez autorów raportu niska przeciętna cena energii w kontraktach długoterminowych na zakup energii z nowych farm wiatrowych na poziomie zaledwie 0,02 dol.kWh (**około 0,07 zł/kWh**).
Taka cena to w dużej mierze efekt spadku cen turbin wiatrowych, które w ubiegłym roku w USA sprzedawano przeciętnie za 850-1250 dol./kW, podczas gdy jeszcze w 2008 r. ta cena przekraczała 1500 dol./kW.
Natomiast przeciętny całkowity koszt inwestycji wyniósł około 1690 dol./kW, czyli był mniejszy o około 640 dol./kW w porównaniu do kosztów z lat 2009-2010.
Do tego porównując źródła fotowoltaiczne ze źródłami wiatrowymi, co do wykorzystania mocy zainstalowanej z tych źródeł, na początku opracowania wyliczono, że $E_{wiatrowe}$ / E_{PV} = **2,83** na niekorzyść fotowoltaiki. Wiatraki produkują 2,83 razy więcej energii a kosztują tyle samo co wiatraki jeśli chodzi o moc zainstalowaną (również w USA) co elektrownie PV.
Co prawda to ten współczynnik 2,83 jest obliczony dla Polski. W warunkach USA będzie różnica. W Nevadzie jest więcej słońca latem a w Kalifornii wiatry są silniejsze i bardziej stabilne.

W 2015 roku w Stanach Zjednoczonych powstały farmy wiatrowe o łącznej mocy 8,59 GW, co przełożyło się na inwestycje warte 14,5 mld dolarów i co stanowiło aż 41 proc. potencjału wszystkich elektrowni oddanych do użytku w amerykańskiej energetyce. Rok wcześniej ten udział wynosił 24 proc. Korzystając z tych danych łatwo policzyć, że:
14500000000 $ / 8590000000 W = 1,69 $/W mocy zainstalowanej w wiatrakach tj. **6,56 zł/W. Tak samo jak w Polsce**.

Autorzy raportu zwracają uwagę, że jeszcze w 2009 r. cena energii na amerykańskim rynku w długoterminowych kontraktach na zakup energii z farm wiatrowych wynosiła jeszcze około 0,07 dol./kWh.

"Szacuje się, że w przypadku elektrowni wykorzystujących węgiel do produkcji prądu, do wyprodukowania 1 kWh elektrownia zużywa 0,45 kg węgla. budowa farmy fotowoltaicznej w miejscowości Bordziłówka w gminie Rossosz ograniczyła zużycie węgla o 684 tony rocznie. Analizowana farma fotowoltaiczna rozpoczęła działalność 6 października 2014 r. W ciągu roku funkcjonowania (listopad 2014 – październik 2015) farma wyprodukowała 1487 MWh energii przekazanej do sieci."

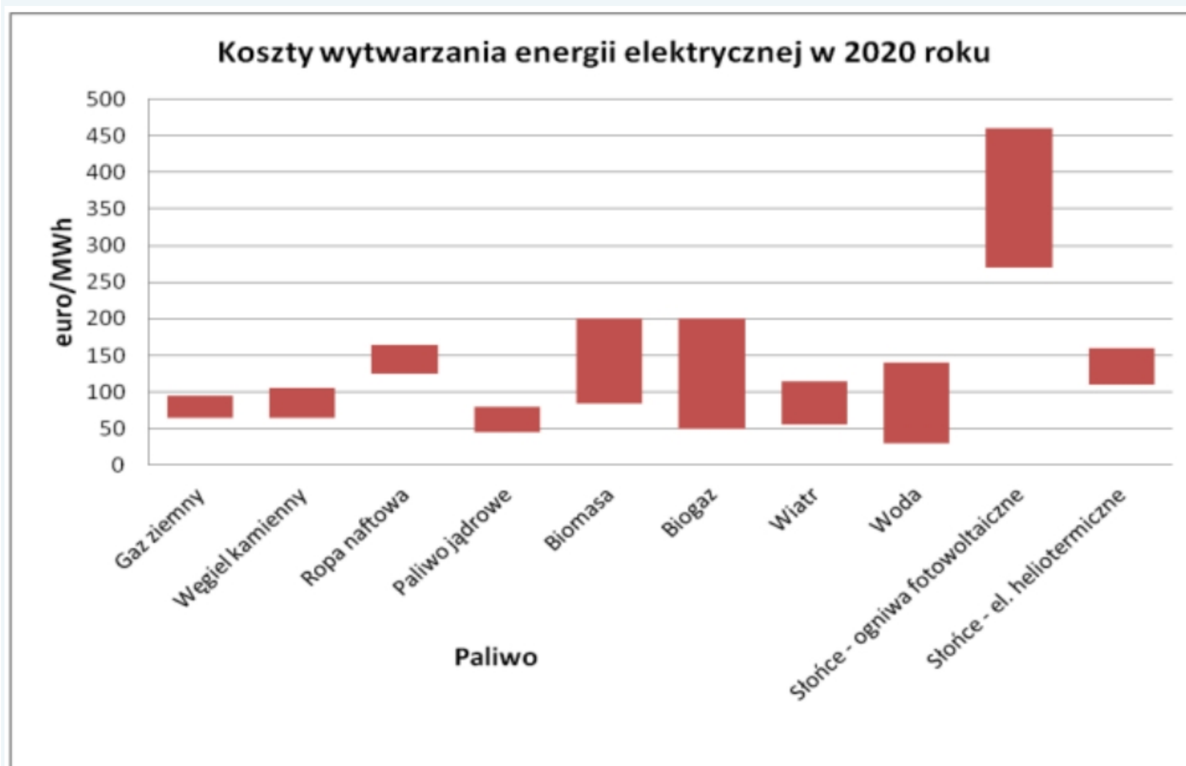
Policzmy więc:
- blok na węgiel kamienny o mocy 1075 MW w Kozienicach spala węgla 101,4 kg/s. Do wytworzenia 1 487 MWh energii potrzebuje pracy przez 4 980 s. W tym czasie zużywa 4980 x 0,1014 ton/s = 504,9 ton węgla (0,3395 kg/kWh) a nie jak podają propagandowo 684 tony. Różnica propagandowa wynosi więc: 684 ton - 504,9 ton = 179,1 ton i odniesiona do prawdziwego zużycia jest to zawyżone o:
179,1 ton / 504,9 ton = **35,%.**
Tak się kłamie.
Ale to nie wszystko. Farma fotowoltaicznej w miejscowości Bordziłówka o mocy zainstalowanej 1,39 MW wg prawdziwych danych o wydajności pozyskanych z PSE (patrz dane w Tab. 1.), przyjmując uzyskaną prawdziwą wartość produkcji energii z jednego kilowata mocy zainstalowanej równą 827,08 kWh/rok może wyprodukować tylko:
1390 MW x 0,82708 MWh/rok =**1 149,6 MWh** a nie jak podano **1 487 MWh**.
Różnica propagandowa wynosi więc:
1 487MWh -1 149,6 MWh = **337,4 MWh** i odniesiona do prawdziwej produkcji energii 337,4 MWh / 1149,6 MWh = **29,3 %.**
Ostatecznie uwzględniają i to drugie kłamstwo mamy nie zastępcze **504,9** ton tylko:
504,9 ton - 29,3 % = **356,7 ton**.
Powtarzając obliczenia dla tej wartości, ostateczna różnica propagandowa wynosi:
684 ton – 356,7 ton = **327,3 ton**.
Wartość ta odniesiona do pierwotnej propagandowej wartości **684 tony rocznie** mówi o zawyżeniu oszczędności aż o:
684 ton / 327,3 ton = **209 %!**
To się nazywa podrasować wynik oszczędności.
Aż o 209 %!

Jak widać propagandowe szaleństwo owładnęło energetyką.

(Przyjęcie wartości produkcji energii z jednego kilowata mocy zainstalowanej na wyliczonym z danych PSE poziomie 827,08 kWh/rok potwierdzają dane z farmy w Czernikowie koło Torunia. Moc tam zainstalowana wynosi 3,77 MW zaś roczna

produkcja energii elektrycznej na poziomie 3 500 MWh co daje z jednego kilowata mocy zainstalowanej równą **928,4 kWh/rok** i jest **bardzo zbliżone do moich obliczeń**.)

To, jak energia z elektrowni PV jest „tania" najlepiej pokazuje zestawienie prof. A. Zaporowskiego – patrz Rys. 18.12. – na którym pokazano prawdziwe „Koszty wytwarzania energii z dyskontowane na rok 2013".



Rys. 3. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w 2020 roku [2]

źródło Rys. 3: Publikacja naukowa „**CZY OZE SĄ KONKURENCYJNE DLA ŹRÓDEŁ KONWENCJONALNYCH**", autorzy: Agnieszka Wantuch (AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki), Mirosław Janowski (AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Katedra Surowców Energetycznych).

Jak ta propaganda zielonoładowców zawładnęła umysłami ludzi, **nawet z branży energetyki**, świadczy wypowiedź – zdawałoby się fachowca – Jakuba Wiecha, zastępcy redaktora naczelnego portalu **energetyk24.com,** który powiedział: „***Inwestujemy bardzo duże moce w OZE, uciekamy od budowy dłuższej, kosztowniejszej mocy konwencjonalnych typu energetyka jądrowa.***" - tu źródło, czas 14:00: https://www.youtube.com/watch?v=w5s_icYhtVU

Jak jest droższa, to pokażę na prostych przykładach zaczerpniętych z miarodajnych źródeł w pt. 21. Elektrownie jądrowe**.**
Tu tylko skwituję, że nawet ludzie po których można byłoby oczekiwać konkretnych informacji też bredzą nowo-zielono-ładową mowa.

Zabobon o tym, że energia z elektrowni PV jest tania i bardzo ogranicza zużycie węgla skwituję: jest tak „tania", że jej koszt wytworzenia jest trzykrotnie wyższy od kosztu wytworzenia z węgla brunatnego i kamiennego! Jest tania jak dziwka, tylko i też trzeba za nią słono zapłacić. Tak jest tania.

23. Zabobon o tym, że farma fotowoltaiczna jest opłacalna.
Wyjątkowy ciemny zabobon oparty na ewidentnych kłamstwach, bo widać inaczej się już nie da.
We wszelkich mediach aż roi się od mądrości typu:
*„Obecnie za wyprodukowanie jednej megawatogodziny można otrzymać 235 – 250 złotych oraz do tej kwoty dochodzi wsparcie państwowe w wyglądzie aukcji OZE i wielkość tego wsparcia zależy od wyników aukcji. Na przykład w 2019 aukcja odbyła się na poziomie 325 złotych za 1 megawat wyprodukowanej energii. W tym przypadku, dzięki różnice cen pomiędzy ceną na giełdzie i ceną faktycznej sprzedaży powstaje dodatkowy przychód. Łącznie za 1 MW można otrzymać do 400 złotych netto. To sprawia, że produkując rocznie przykładowo 1000 MWh, można zarobić dla siebie nawet 420 tysięcy złotych. **Milionowe nakłady w fotowoltaikę zwracają się więc już po 7 latach**, przez ten czas stając się podmiotami samodzielnie spłacającymi za siebie zobowiązania kredytowe, zaciągnięte na potrzeby budowy farmy.".*

Pomijam to że w „megawatach" nie produkuje się energii jak też pozostały niedorzeczny bełkot mieszania pojęć.
Ilość energii jaką produkuje 1 kW mocy zainstalowanej PV na podstawie rzeczywistych danych PSE – patrz dane z Tab. 1. - to 827,08 kWh/rok.
Po cenach sprzedaży dla indywidualnego odbiorcy 0,2762 zł/kWh netto ma to wartość 228,44 zł netto. Tak więc 5 kW elektrownia PV która kosztuje 30 000 zł netto przynosi zysk 1142,20 zł rocznie i zwróci się po 26 latach i trzech miesiącach a nie po 7 latach. **Nie wspominam tu o innych kosztach eksploatacyjnych, bo i tak jest żałośnie z tą opłacalnością**.

Jednak to nie jest cała prawda, bo żaden prosument nie sprzeda indywidualnemu odbiorcy energii po cenie 0,2762 zł/kWh netto tylko jak to proponowano w 2015 r. „*Nadwyżki energii wyprodukowanej w dofinansowanej instalacji będzie można sprzedawać* ***po cenie ok. 16-17 gr/kWh*** *(80% ceny rynkowej)*".

A więc nie 30 lat tylko 60 lat i więcej ze względu na inne bieżące koszy eksploatacyjne!

24. Zabobon o tym, że podstawowym parametrem do określenia rentowności inwestycji jest całkowity koszt wybudowania instalacji.
Wyjątkowo bałamutny zabobon. **Wmawia się prostym ludzikom, że o rentowności decydują „dofinansowanie" UE** (ze środków pochodzących z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach programów: "Mój Prąd" - 5 tys. zł na instalację, Program "Energia Plus" - pożyczki dla przedsiębiorcę w wysokości do 85% kosztów kwalifikowanych (do 3,9 mln zł)., Program "Czyste Powietrze" - w formie pożyczki lub dotacji wymiana pieca węglowego na PV działające latem w dzień!), dla rolników „Agroenergia" - obejmuje zarówno dotacje do 40% kosztów, jednak nie więcej niż 800 tysięcy złotych jak i pożyczki które mogą wynosić nawet 100% kosztów kwalifikowanych od 100 tys. zł do 2 mln. zł no i zwolnienia producentów energii fotowoltaicznej od opłat przesyłowych (Opłata jakościowa, Opłata sieciowa zmienna, Opłata kogeneracyjna, **które ponoszą wszyscy konsumenci energii elektrycznej finansując tych wybrańców UE**), nie pobieranie przez ZE karnych opłat za wprowadzanie do sieci energii biernej pojemnościowej oraz zwolnienia podatkowe.

To nie ma nic wspólnego z racjonalną gospodarką, tym bardziej, że wszystkie te „udogodnienia" mogą być jednym rozporządzeniem ministra cofnięte (patrz też Zabobon nr 32). A wtedy prosumenci zostaną ze swoimi instalacjami PV jak „Himilsbach z angielskim".
Obecne instalacje PV na prawdziwie wolnym rynku są wysoce deficytowe, produkują niskiej jakości energię zaśmieconą energią pojemnościową i wymagają jeszcze długiego rozwoju technicznego, celem ich powszechnego stosowania (jeśli to będzie w ogóle możliwe).

Po cenie ok. 16-17 gr/kWh **zwróci się po 45 latach i trzech miesiącach (16 gr/kWh) / 42 latach i ośmiu miesiącach (17 gr/kWh) a nie po 7 latach**.
W tym czasie trzeba będzie zużyte panele, falowniki oraz ich instalację wymienić trzykrotnie na nowe urządzenia jako, że ich średni czas życia to około 20 lat. (Wg danych statystycznych instalacja fotowoltaiczna funkcjonuje zaledwie przez 118 godziny w roku ze swoją ze swoją szczytową wydajnością powyżej 70 – 80 %.)
Ten zabobon - mimo, że jest na poziomie kretyna - to **jest szalenie niebezpieczny**, bo przez to, że jest powtarzany nieustannie to jest wdrukowywany głęboko w mózgi prostych ludzi, którzy są wyborcami tych niebezpiecznych dyletantów, którzy potem nimi rządzą w ramach sprzężenia zwrotnego. **To naprawdę działa na zgubę nic nie rozumiejących z tego Polaków.**

25. Zabobon polegający nie liczeniu się z niczym, w tym na kłamaniu „w żywe oczy".
W jednym źródle czytamy tak: „*Obecnie największa farma fotowoltaiczna w Polsce zlokalizowana jest w gminie Czernikowo (k. Torunia). Instalacja o mocy 3,77 MW zajmuje powierzchnię około 2,4 ha.*".

W jednym źródle czytamy tak: „*Farma fotowoltaiczna Czernikowo została umiejscowiona w gminie Czernikowo na obszarze o powierzchni ok. 7,7 ha. O wyborze lokalizacji zadecydowały m.in.: korzystne warunki naturalne, bezpośrednia bliskość do użytkowników końcowych, bliskość do innych źródeł OZE, spójność z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego oraz przychylność bezpośrednich odbiorców i interesantów Projektu.*".

I mamy dylemat. **Czy ta farma zajmuje 2,4 ha czy 7,7 ha?** Na szczęście są piękne zdjęcia pokazujące tę „farmę" wśród żyznych polskich pól:



Rys. 10.3. Farma fotowoltaiczna o mocy 3,77 MW „Czernikowo” wśród żyznych polskich pól.

I jest film: https://www.youtube.com/watch?v=KSL4YGKBYkM&feature=youtu.be

26. Zabobon o tym, że nie musisz zajmować się regularnym serwisowaniem PV co rok, czy co kilka lat a serwis fotowoltaiki powinieneś wezwać tylko wtedy, gdy zauważysz długotrwały, znaczny spadek mocy, wówczas serwisanci sprawdzą, co jest przyczyną problemu.

Jest to wierutna bzdura. Po pierwsze - serwis - są to czynności podlegające pod standardowy przegląd techniczny i konserwację. Po drugie każda intensywnie eksploatowana, złożona instalacja elektryczna, wymaga okresowej konserwacji i przeglądów w zależności od tego „co w sobie zawiera”.
Konserwacją to czynności i zabiegi mające na celu utrzymanie instalacji elektrycznej w dobrym stanie, zabezpieczanie jej przed niszczeniem, szybkim zużywaniem się. Serwis to czynności naprawcze.

W przypadku instalacji PV wskazane jest sprawdzić przed sezonem dużych prądów np. w pogodny dzień marca stan połączeń wtykowych kamerą termowizyjną (**jak jest dostęp wzrokowy z widokiem „pod panele” a zwykle nie ma**). Sprawdzenie falownika z racji na części ruchome jak wentylatory i osadzany tam brud. Należy sprawdzać poziomu hałasu i drgań i ewentualnie czyścić nawet raz na kwartał w przypadku pomieszczeń średnio zanieczyszczonych w miejscu instalacji falownika. W przypadku falowników montowanych pod panelami w odkrytej przestrzeni zabiegi te wykonujemy częściej np. raz w tygodniu szczególnie w przypadku dużych farm ze względu na trudne warunki środowiskowe. Same oględziny i kontrolę zespołu falownik/licznik należy wykonywać co najmniej raz na miesiąc (zaleca się raz na 2 tygodnie).
Polegają one na sprawdzeniu:
- działania mierników z odczytaniem stanu wszystkich liczydeł energii czynnej i biernej;
- odczytu komunikatów w falowniku;
- sprawdzenie temperatur
- sprawdzeniu stany wentylatorów
Co do instalacji odgromowej, to instalacja odgromowa zgodnie z ustawą Prawo Budowlane, podlega sprawdzeniu przynajmniej raz w roku elementów zainstalowanych na obiekcie, a także elementów konstrukcyjnych obiektu narażonych na szkodliwe wpływy atmosferyczne i niszczące działania czynników występujących podczas użytkowania.
Konieczność przeprowadzania badań elektrycznych w odpowiednich odstępach definiuje ustawa Prawo Budowlane zgodnie z którym badania i pomiary eksploatacyjne należy wykonywać nie rzadziej niż co 5 lat.

Kontrola bieżąca falownika powinna mieć miejsca raz w tygodniu i zawierać:
• Sprawdzenie trybu pracy w jakim pracuje zasilacz falownika;
• Sprawdzenie od strony obecności alarmów;
• Sprawdzenie na panelu sterującym wartości napięć zasilających, wyjściowych;
• Sprawdzenie stanu obciążenia falownika mocą czynną i bierną;
• Sprawdzenie wentylacji pod kątem sprawdzenia czy występują niezwyczajne odgłosy, czy istniej przewiew, jaki jest stan zabrudzenia;
• Sprawdzenie zabezpieczeń elektrycznych wejściowych / wyjściowych w rozdzielni PV oraz stanu zabezpieczenia przepięciowego instalacji (zabezpieczenie od wyładowań atmosferycznych/piorunowe) czy nie są uszkodzone w wyniku wcześniejszych wyładowań.

27. Zabobon o tym, że nie należy odśnieżać paneli fotowoltaicznych.



Rys. 10.4. Przykładowe zaśnieżenie paneli (przy znacznym oświetleniu może doprowadzić do uszkodzenia ogniw).



Rys. 10.5. Przykładowe zaśnieżenie paneli (przy znacznym oświetleniu może doprowadzić do uszkodzenia ogniw).



Rys. 10.6. Przykładowe zaśnieżenie paneli (przy znacznym oświetleniu może doprowadzić do uszkodzenia ogniw). Poza tym takie 96 % odśnieżanie nic nie da, bo falownik i tak ograniczy moc do tego jednego czy dwóch zaśnieżonych ogniw (o czyn najwyraźniej odśnieżające dziecko nie wie zostawiając na obrzeżach niewielki resztki śniegu).



Rys. 10.7. Przykładowe zaśnieżenie paneli starym przymarzniętym śniegiem (zwały) i nowym śniegiem – cienka warstwa.

To nie prawda, że nie ma takiej potrzeby. Nie ma takich możliwości ze względu na możliwość uszkodzenia delikatnych paneli.
Nie jest prawdą, że *„panele nigdy nie są montowane poziomo. Zawsze zamontowane są one przy zachowaniu właściwego kąta nachylenia. Czasami jest on większy, a czasami mniejszy. Zawsze jednak powinien być wystarczający do tego, aby moduły pochłaniały jak najwięcej promieni słonecznych. Zimą na pochylonych panelach nie osiada szybko śnieg, a jeśli nawet już się tam znajdzie, powinien podczas odwilży szybko się roztopić i spłynąć.*”.

Na płaskich dachach często panele są montowane „na płask” jak w przypadku setek sklepów Walmart. Tylko w listopadzie 2018 r. sklepy w Denton, Maryland i Beavercreek, Ohio, doświadczyły pożarów spowodowanych przez instalacje fotowoltaiczne montowane przez firmę Tesla, co zostało skwitowane:

„Jest to naruszenie warunków umowy wynikające z wieloletniego rażącego zaniedbania i niedostosowania się do standardów branżowych w odniesieniu do paneli słonecznych, które Tesla zaprojektowała, zainstalowała i obiecała bezpiecznie obsługiwać i konserwować na dachach setek sklepów Walmart – czytamy w pozwie sądowym.”

Paneli fotowoltaicznych nie odśnieża się dlatego, aby ich nie uszkodzić podczas zmiatania śniegu, drapania szronu czy obstukiwania lodu. **Szczególnie niebezpieczne zjawisko występuje, gdy w czasie odwilży spadnie znaczna ilość śniegi a następnie przymarznie on do powierzchni paneli. Zjawisko takie występuje przypadkowo i utrzymuję się aż do odwilży, co może trwać i wiele tygodni**.

28. Zabobon o tym, że nie trzeba myć paneli fotowoltaicznych.
Znowu to samo, co powyżej. **To nie prawda, że nie ma takiej potrzeby**. **Nie ma takich możliwości** ze względu na możliwość uszkodzenia delikatnych paneli myjąc np. myjką ciśnieniową jajko jedynie skuteczną.

Zabrudzone (nawet niewidocznie) ogniwa tracą wydajność (kilka, kilkanaście %) i przez to produkują mniej energii. Zabrudzenie paneli pojawią się w wyniku istnienia samochodów, dymiących kominów, wiatrów porywających pył z gruntu, pyłki drzew szczególnie gdy niedaleko paneli znajduje się park, las albo… gołębnik. Zarówno pyłki i liście drzew, jak i odchody ptaków mogą bardzo trwale zabrudzić ogniwa na panelach. **Myć trzeba tylko nikt nie wie jak i czym**.

29. Zabobon o tym, że prosument (jego instalacja domowa) pobiera na bieżąco energię z paneli fotowoltaicznych.
„System instalacji fotowoltaicznej produkując energię elektryczną z energii słonecznej najpierw przeznacza ją na własne potrzeby domu. W razie pojawienia się nadwyżek po stronie producenta, zostają one przekazane do sieci przez inteligentny licznik dwukierunkowy.”
To są wierutne bzdury. W miesiącach od kwietnia do września produkowane jest aż **78,57 %** energii w godzinach dziennych rzecz jasna. W tym czasie „własne potrzeby” to lodówka i oświetlenie w łazience (i też nie każdej, bo niektóre mają okna). W gospodarstwie domowym prosumenta o zużyciu energii równym: 12 mies. x 280 kWh = **4 200 kWh** produkcja roczna instalacji 5 kW jest równa 5 x 827,08 kWh = **4 135 kWh** (instalacja idealnie dobrana do potrzeb) zaś zużycie roczne prosumenta bezpośrednio z pracującej instalacji PV o mocy 5 kW to tylko **1 059 kWh** co stanowi **25,6 %** energii wyprodukowanej przez instalację PV prosumenta o mocy 5 kW. Niestety, większość tej energii jest wysyłana do SE z opcją 80 % „odbioru” na jesieni i w zimie.

30. Zabobon o tym, że elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne nie mają wpływu na system energetyczny.
Postęp technologiczny doprowadził do znacznego podwyższenia parametrów pary (przejście na bloki nadkrytyczne) oraz dzięki lepszym technikom projektowania (komputery i obliczenia) , zoptymalizował dostawy. Projektuje się więc i dostarcza bloki „szyte dokładnie na miarę”, mające znacznie mniejsze współczynniki bezpieczeństwa, niższe zapasy w grubościach ścianek czy dopuszczalnych naprężeniach niż „za Gierka”. Jednak wszystko **to, będzie tylko szkodzić, w przypadku pracy o zmiennych obciążeniach, ze względu na przypadkową w czasie pracę elektrowni fotowoltaicznych**.
Pewne wyniki mamy też z uruchomionych po 2010 instalacji węglowych – **wszystkie nowe konstrukcje cierpią na stosunkowo dużą ilość awarii – niewątpliwe ma na to wpływ fakt, że są projektowane na nowe, dużo wyższe parametry, ale pewnie też dlatego, że nikt nie przewidywał, że będą zmieniały swoją moc tak często i tak dynamicznie ze względu na skokową i przypadkową w czasie pracę elektrowni fotowoltaicznych**.

Czarna seria dotkliwych awarii dotyka zarówno bloku fluidalnego jak i największego pyłowego, na pewno w części dzięki tak dużym wymaganiom pracy w regulacji.

Można więc prawie w ciemno założyć, że każdy nowy blok klasy 1 000 MW (w Kozienicach o mocy 1 075 MW, w Bełchatowie o mocy 858 MW, Opole 2x 900 MW, Jaworzno 910 MW) będzie musiał często pracować z bardzo niską wydajnością (na minimum technicznym) i… że będzie miał z tego powodu, dużo więcej awarii, niż się spodziewamy.

31. Zabobon typowo socjalistyczny (autor: dr Mariusz Sarniak, adiunkt w Instytucie Inżynierii Mechanicznej, Politechnika Warszawska, Fila w Płocku)
Cyt.:

> *„Do wytworzenia modułu PV o mocy 100 W potrzeba ok. 1 kg krzemu, co pochłania ok. 100 kWh*
> *Na wyrób pozostałych elementów modułu PV zużywamy ok. 200 kWh*
> *Czyli łączny nakład energetyczny na wyprodukowanie 100 W modułu PV to ok. 300 kWh*
> *Moduł PV 100 W generuje rocznie ok. 100 kWh*
> *Z 1 m2 modułu PV uzyskujemy moc ok. 120 W, czyli rocznie ok. 120 kWh energii*
> *Z 1 ha rzepaku uzyskujemy plon ok. 3 ton, co daje ok. 1000 litrów oleju rzepakowego,*
> *czyli ok. 10 000 kWh, co daje ok. 1 kWh/m2 rocznie*
> *Rocznie z 1 m2 zainstalowanej PV mamy 120 x więcej energii niż z 1 m2 rzepaku.”*

Można powiedzieć, że logika taka, jak u komucha i mordercy polskich żołnierzy niezłomnych, Władka Gomułki, ksywa „wiesław”: *„Gdybyśmy mieli więcej blachy stalowej, moglibyśmy produkować więcej konserw, ale nie mamy mięsa"*.

Zważywszy na to, że moduł PV 100 W generuje tak naprawdę rocznie ok. 82,7 kWh, co oznacza, że **moduł PV pracuje prawie 4 lata na energię zużytą do jego wyprodukowania**. Cztery lata ekologicznej pracy w piz....!

32. Zabobon o tym, że dystrybutorzy energii będą wiecznie przymykali oko na prosumentów wprowadzających do PSE gigantyczne ilości energii biernej pojemnościowej.
Można sobie łatwo wyobrazić wściekłość i frustrację 1 000 000 prosumentów - do jakiej to ilości dąży rząd - jak za kilka lat rząd zmuszony żądaniami operatorów sieci, którym wzrośnie w gniazdkach domowych odbiorców napięcie z 230 V do 300 V i więcej, **odstąpi od nie naliczania prosumentom opłat za wprowadzaną do sieci energię bierną pojemnościową w cenie 0,49 zł/kvarh + 23% VAT.**

Tu przykłada prosumenta podnoszącego falownikiem napięcie w sieci operatora do 273 V w 43 s nagrania: https://www.youtube.com/watch?v=JLwRx_XDrlQ

Gdy wściekły i sfrustrowany 1 000 000 prosumentów produkujący, ze swoich instalacji o łącznej mocy około 8 000 MW, wolumen roczny energii czynnej równy: E_{roczna} = 827,08 kWh / kW x 8 000 000 kW = 6 616 640 000 kWh a do tego wprowadzi energię bierną pojemnościową do sieci (około 25 % czynnej) w cenie 0,49 zł/kvarh + 23% VAT za którą zapłaci kary w wysokości:

6 616 640 000 kWh x 25 % = 1 654 160 000 kvarh x 0,49 zł/kvarh = 810 538 400 zł za energię bierną pojemnościową

810 538 400 zł + 186 423 832 zł (VAT) = 996 962 232 zł rocznie (około ~1 000 zł / prosumenta)

to Konfederacji może przybyć z miesiąca na miesiąc nawet kilka mln. wyborców (**jeśli odpowiednio wcześniej zajmie się tym zdradzieckim problemem „Zielonego Ładu" rzecz jasna**).

(Konfederacjo, powiadają, że *„jeśli kobieta nie ma szacunku do siebie to trzeba to wykorzystać*", to tym bardziej droga Konfederacjo należy skorzystać, jak tak lekkomyślnie zachowują się rządzący. ;-))

Na potwierdzenie tych szacunków patrz w pt. 8.1. tego opracowania rozdział: „Problem mocy biernej o charakterze pojemnościowym w systemach fotowoltaicznych - przykłady." **Jest tam przykład prosumenta, który wprowadził do sieci więcej energii biernej pojemnościowej niż wyprodukował czynnej w swojej instalacji 40 kW** tak, że średnia cena brutto za pobraną wyszła = **5,87 zł/kWh** więc to **moje założenie o poziomie energii biernej pojemnościowej na poziomie około 25 % energii czynnej jest z ze wszech miar uzasadnione.**

Tak nawiasem, jakby ten prosument zmienił moc zamówioną na 39 kW to nie zapłaciłby żadnej kary a tak za maj i czerwiec poniósł dodatkowy olbrzymi koszt, za wprowadzenie do sieci energii biernej pojemnościowej, równy **7 982,71 zł**.

33. Zabobon (najbardziej idiotyczny) o zaspokajaniu potrzeb gospodarstw domowych!
I na koniec najbardziej idiotyczny zabobon serwowany chyba specjalnie dla wyborców PiS i PO. Brzmi on tak:
„Farma o mocy 1,4 MW zaspokoiłaby potrzeby energetyczne ok. 200 gospodarstw domowych. 1,4 MW to również energia, którą rocznie na cele publiczne (m.in. oświetlenie ulic, szkół, urzędów) wykorzystują partnerskie gminy z Doliny Zielawy."

„To znaczy, że cała farma posiada moc około 22,4 MW. Taka wartość zaspokoiłaby potrzeby średnio 15 tysięcy jednoosobowych gospodarstw domowych lub 6 tysięcy gospodarstw czteroosobowych".

„W ramach inwestycji zbudowano 33 wiatraki o mocy znamionowej 2 MW i 10 wiatraków o mocy 2,2 MW. Przewidywana roczna produkcja obu farm to w sumie 275 GWh energii elektrycznej. W firmowym komunikacie PGE stwierdza, że nowe farmy zaspokoiłyby potrzeby energetyczne 120 tys. gospodarstw domowych, czyli „miasta wielkości Lublina" [mającego ok. 350 tys. mieszkańców – red.]." źródło: https://szczecin.wyborcza.pl/szczecin/7,87121,26101224,dwie-wielkie-farmy-wiatrowe-juz-dzialaja-moglyby-zasilac-w.html

„Farma fotowoltaiczna o mocy 77 MW i rocznej produkcji na poziomie ponad 77 tys. MWh pozwoli zaspokoić zapotrzebowanie na energię elektryczną ok. 30 tys. gospodarstw domowych, czyli miasta wielkości Legnicy."
źródło: https://www.gkpge.pl/biuro-prasowe/komunikaty-prasowe/korporacyjne/pge-prowadzi-badania-srodowiskowe-zwiazane-z-budowa-jednej-z-najwiekszych-farm-fotowoltaicznych-w-polsce

Prawda jest tak, że farma o mocy 1,4 MW ani żadna inna nie zaspokoi potrzeb energetycznych ani ok. 200 gospodarstw domowych, ani nawet jednego, bo w nocy nie pracuje i każda lodówka w tych 200 gospodarstwach na pewno się rozmrozi. Co więcej, to taka farma w nocy pobiera energię czynną z KSE, ponieważ wszystkie falowniki są w stanie czuwania - tzw. stanie stand-by - i pobierają energię z sieci państwowej a nie ją generują.

Jest zupełnie tak jak z pytaniem słuchacza do Radia Erewań:

Słuchacz: Czy to prawda, że w Moskwie na Placu Czerwonym rozdają Mercedesy?
Radio Erewań: Prawda, ale: nie w Moskwie tylko w Leningradzie, nie Mercedesy tylko rowery i nie rozdają tylko kradną.

Jak ktoś tego nie rozumie - to dopowiem: tym bardziej nie oświetli żadnych ulic, bo ulice zwykle oświetla się w nocy. (Przynajmniej póki nie ma kolejnej debilnej dyrektywy UE „o świeceniu w dzień" podobnie jak w przypadku samochodów, powodujących przez to więcej ciężkich wypadków drogowych.)

I pomyśleć, że tak idiotyczny zabobon jest powtarzany w prawie każdym tekście o dobrodziejstwach fotowoltaiki i ... każdy - co to czyta - to w to wierzy.

11. Częste błędy popełniane w domowych instalacjach fotowoltaicznych

11.1. Zestawienie wybranych błędów

- Niewłaściwy do pracy z PV lub źle skonfigurowany falownik, generujący do sieci moc bierną pojemnościową.
W przypadku niewłaściwi pracującego falownika, opłata za energię bierną, doliczaną do rachunku prosumentom, jest tak wysoka, że Prosument ma ujemne saldo w rozliczeniu z dostawcą energii.
Dotyczy to prosumentów, którzy mają instalacje PV o mocy >= 40 kW.
Problem energii biernej (pojemnościowej, jako szczególnie niebezpiecznej dla systemu elektroenergetycznego), można rozwiązać przez właściwe zaprogramowanie falownika. **Jednak falownik musi posiadać taką możliwość a trzeba wiedzieć, że słabo wykształceni instalatorzy stosują niewłaściwe do pracy z PV falowniki z racji na ich niższą cenę które nie posiadają takiej właściwości.** Wykluczone winny być instalacjach PV najtańsze falowniki, kupowane ze „szrotu". Jednak te są często instalowane **z racji na ich niższą cenę**, u nie mających żadnego wykształcenia elektrycznego prosumentów (100 % nie ma takowego).

Przykładowo, wysokość opłaty za energię bierną pojemnościową naliczonej na rachunkach wysłanych do prosumentów na terenie PGE Białystok wyniosła 0,49 zł/kvarh netto. Obciążanie odbiorców, w tym prosumentów, opłatą za ponadumowny generację (wprowadzanie do sieci) energii biernej pojemnościowej wynika z zapisów rozporządzania taryfowego ZE, a jej sens wynika z bardzo negatywnego wpływu energii biernej pojemnościowej na pracę systemu dystrybucyjnego (wzrost napięcia w sieci, ograniczenie możliwości przesyłowych, zwiększanie strat technicznych) oraz na jakość dostaw energii elektrycznej do odbiorców (niedotrzymanie wymaganych parametrów napięcia).

Należy tutaj dodać, że negatywne skutki wywołują zarówno przekroczenia ustalonego poziomu energii biernej indukcyjnej (tg φ = 0,4), jak też samo pojawienie się energii biernej pojemnościowej.
Na obecną chwilę ZE nie odnotowują negatywnego wpływu energii biernej pojemnościowej pochodzącej z instalacji prosumenckich, na pracę sieci niskiego napięcia lub na poziom napięcia w tej sieci, z racji na niewielką na razie liczbę tych instalacji PV.

Jednak naukowcy patrzą dalej niż ZE i widzą szerzej np., że p**roblemem związanym z OZE, jest też moc bierna indukcyjna**. Sygnalizuję problem cytując za: Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 67, „**PROPOZYCJA WYKORZYSTANIA ODSTAWIANYCH GENERATORÓW TGH-120 DO KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ**" autorstwa dr hab. inż. Roman Krok, prof. PŚ z Politechnika Śląska, Instytut Elektrotechniki i Informatyki:

„W polskim systemie elektroenergetycznym ciągle wzrasta całkowita moc wytwarzana przez źródła odnawialne oraz likwidowane są stare bloki węglowe [1, 2]. Większość źródeł odnawialnych nie ma możliwości generowania mocy biernej indukcyjnej. W celu zbilansowania mocy biernej w systemie elektroenergetycznym konieczne jest wytworzenie dodatkowej mocy biernej indukcyjnej.

W ostatnich latach odstawiono wiele bloków z generatorami TGH-120. Przed ich likwidacją warto rozważyć możliwość dalszej pracy w charakterze kompensatorów synchronicznych. Przy niewielkich kosztach modernizacji można mieć do dyspozycji bardzo duże regulowane źródła mocy biernej indukcyjnej zainstalowane w wielu różnych miejscach systemu elektroenergetycznego.
Zastosowanie nowego uzwojenia wzbudzenia w odstawianych generatorach TGH-120 umożliwi ich dalszą wieloletnią eksploatację w charakterze kompensatorów synchronicznych. Pozwala to na budowanie kolejnych dużych elektrowni wiatrowych i słonecznych bez instalowania dodatkowych urządzeń wytwarzających moc bierną indukcyjną, na którą jest zapotrzebowanie w systemie elektroenergetycznym.

Odstawiane generatory TGH-120 mogą dalej pracować w systemie elektroenergetycznym, jako kompensatory synchroniczne. Generatory te w wersji fabrycznej mają znamionową moc czynną 120 MW i moc pozorną 150 MV·A. Należy rozważyć możliwość wykorzystania odstawianych generatorów TGH-120 w charakterze kompensatorów synchronicznych. Przy niewielkim nakładzie finansowym można wykonać ich modernizację uzyskując regulowane źródła mocy biernej indukcyjnej w różnych miejscach systemu elektroenergetycznego. Kompensator synchroniczny po modernizacji będzie miał znamionową moc bierną indukcyjną 140 Mvar. Sprawdzone w eksploatacji nowe uzwojenie wzbudzenia zapewni jego wieloletnią bezawaryjną pracę. Pozyskanie bardzo niewielkim kosztem wielu dużych regulowanych źródeł mocy biernej indukcyjnej w systemie elektroenergetycznym otwiera możliwości dalszego wzrostu mocy wytwarzanej przez odnawialne źródła energii bez niebezpieczeństwa naruszenia bilansu mocy biernej oraz konieczności instalowania dodatkowych urządzeń do kompensacji mocy biernej."

- Niewłaściwy montaż i prowadzenie okablowania bezpośrednio na dachu! na metalowej konstrukcji paneli i ich mocowań w obrębie paneli PV bez zastosowania korytek i rur izolacyjnych. Jest to podstawowa przyczyna – po szybkozłączach - pożarów instalacji montowanych na dachach domów i budynków gospodarczych.

- Montaż paneli obok siebie „na styk" co uniemożliwia jakąkolwiek konserwację instalacji stałoprądowej prowadzonej pod nimi.
Z powody takowego montażu paneli , ich instalacja elektryczna jest niewidoczna i niedostępna do oglądu choćby kamerą termowizyjną (**najlepszy sposób kontroli wszelkiego okablowania pod obciążeniem prądowym**).

Złącza konektorowe którymi łączone są panele między sobą, są niedostępne do kontroli/oględzin, co przy dużych ich prądach, powoduje, że ulegają zniszczeniu i w ten sposób mogą być źródłem pożarów dachów w przypadku zapalenia się jakże groźnego łuku elektrycznego prądu stałego.

- Niebezpieczny wpływ zacienienia od drzew, kominów i innych konstrukcji mogący doprowadzić do uszkodzenia/pożaru paneli nie mówiąc o automatycznym – do poziomu najsłabszego ogniwa – ograniczeniu w generacji energii.

- Utrudnione lub wręcz niemożliwe mycie paneli fotowoltaicznych na dachach domów.
Z czasem panele się po prostu brudzą, a im bardziej brudne (zapylone/zakurzone, oblepione pyłkami i sadzą), tym bardziej spada ich efektywność.
Najbardziej panelom przeszkadza pylenie drzew i sąsiadujące kominy.
Deszcz nie jest w stanie wypłukać wszystkich tych nieczystości, szczególnie tych lepkich jak smoły, sadze itp.

Myjąc rozgrzane moduły w letnie południe można je uszkodzić. Nie wolno też paneli czyścić mechanicznie, bo można zniszczyć warstwę hydrofobową (powłoka hydrofobowa służy do impregnacji paneli słonecznych, tworzy mikroskopijną nanopowłokę, powoduje ona odpychanie kropel wody, które spływają po powierzchni zabierają ze sobą cząsteczki brudu).

Jeśli zachodzi taka potrzeba, można użyć strumienia wody i ściereczki, jednak jest to możliwe tylko w niewielkich instalacjach posadowionych na gruncie.

- Montaż falowników na wolnym powietrzu pod panelami słonecznymi.
Falowniki nie posiadają stosownego IP do takiego montażu i ulegają szybkiemu starzeniu/zużyciu czy awarii.

Problem ten w bardziej przemyślanych falownikach jest rozwiązywany następująco:

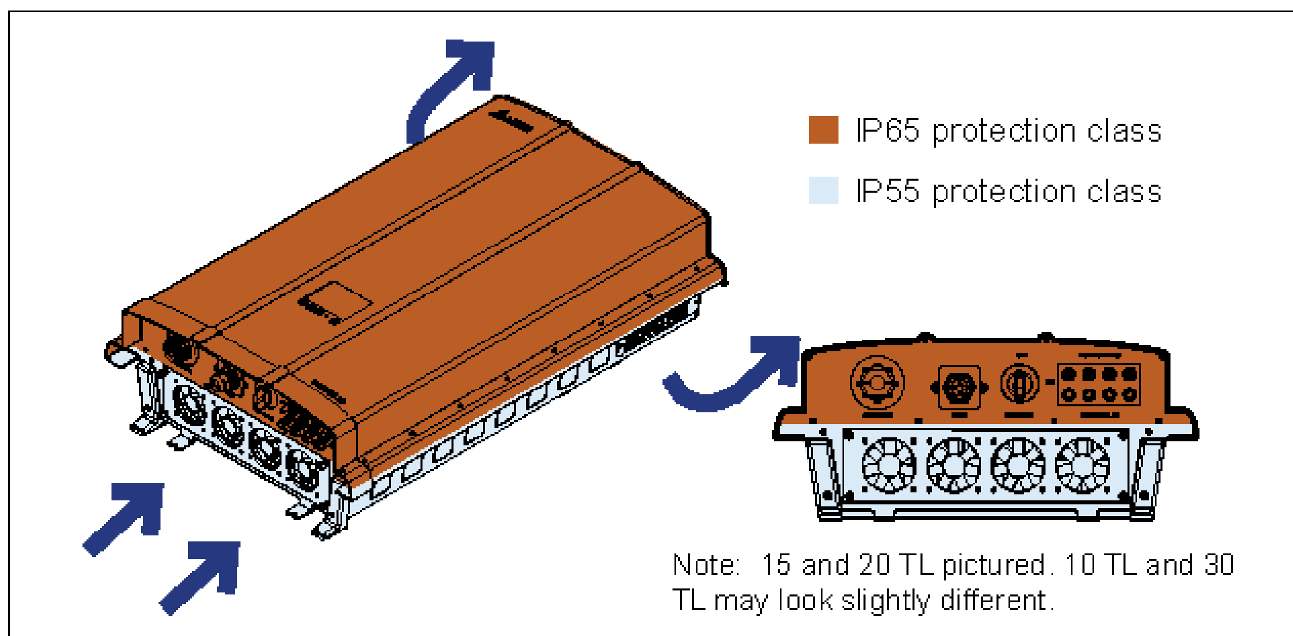


Figure 5.1.: SOLIVIA 10 TL, 15 TL, 20 TL, 30 TL protection classes

Rys. 11.1. Falownik z podziałem na sekcje. Dzielone IP falownika jest sposobem na pozorne rozwiązanie problemów z instalacją na zewnątrz.

Jednak nie jest to dobre rozwiązanie, ponieważ najbardziej wrażliwe podzespoły falownika jakimi są wentylatory pracują w otwartym środowisku i dlatego podlegają szybkiemu zużyciu.
Wg zaleceń producenta muszą być czyszczone co 6 miesięcy, podobnie jak kratki wylotowe obiegowego powietrza.

• pierwsza cyfra charakterystyczna – oznacza, że obudowa zapewnia ochronę ludzi przed dostępem do niebezpiecznych części umieszczonych wewnątrz, i równocześnie zapewnia ochronę przed wnikaniem obcych ciał stałych,
• druga cyfra charakterystyczna – oznacza, że obudowa zapewnia ochronę przed skutkami wnikania wody.

Pierwsza cyfra charakterystyczna (zgodnie z PN-EN 60529:2003)

Cyfra	Stopień ochrony
5	• ochrona przed dostępem do części niebezpiecznych drutem • ochrona przed pyłem
6	• ochrona przed dostępem do części niebezpiecznych drutem • ochrona pyłoszczelna

Druga cyfra charakterystyczna

Cyfra	stopień ochrony

5	ochrona przed strugą wody (12,5 l/min) laną na obudowę z dowolnej strony

Do zastosowań na zewnątrz nadają się jedynie w budowie o stopniu ochrony IP66, które dzięki szczelnej obudowie (wykonanej np. z tworzywa ABS) oraz odpornemu na korozję radiatorowi są przystosowany nawet do mycia przy użyciu wysokociśnieniowych urządzeń.

12. Serwis i konserwacja w domowych instalacjach fotowoltaicznych

12.1. Prace jakie należy wykonać przy użytkowaniu urządzeń elektrycznych PV

Przy użytkowaniu urządzeń do pozyskiwanie energii słonecznej można wyróżnić kilka głównych rodzajów prac, których nikt nie uwzględnia w kosztach amortyzacji.
Do ich opisu posłużę się zaczerpniętymi cytatami:

• obsługa bieżąca i monitorowanie instalacji PV:
„W ramach obsługi bieżącej i monitorowania instalacji prowadzone są odczyty wielkości pomiarowych lub sterowanie - włączanie, wyłączanie, zmiany ustawień. Odbywa się to w mobilnych miejscach pracy (z wykorzystaniem komputera) lub bezpośrednio w sterowni umieszczonej w budynku stacji transformatorowej (fot. 3.). Jest to znaczące ułatwienie dla pracowników, którzy mogą wykonywać swoje zadania, nawet jeżeli przebywają poza terenem elektrowni PV.
W przypadku obsługi bezpośredniej potencjalnymi zagrożeniami są: porażenie prądem elektrycznym, łuk elektryczny oraz pożar. Zagrożeniem dla osób pracujących są także zmienne warunki środowiskowe na otwartym terenie."

• przeglądy i konserwacje wyposażenia elektrycznego oraz zespołów i części mechanicznych:
„W ramach tych prac dokonywane są np. sprawdzania i wymiany elementów ochrony przetężeniowej i przeciwprzepięciowej. Miejscami wykonywania tych prac są skrzynki RB lub stacja transformatorowa. Sprawdzana jest również ciągłość połączeń ochronnych oraz instalacji odgromowej (fot. 4.). Operacje te muszą wykonywać uprawnieni elektrycy, a w niektórych przypadkach - pracownicy serwisu producenta..
Instalacja przeglądana jest również pod kątem ewentualnych uszkodzeń mechanicznych, np. mocowania konstrukcji wsporczej paneli fotowoltaicznych, ogrodzenia całej instalacji itp.
Podczas przeglądów i konserwacji mogą wystąpić zagrożenia elektryczne. W przypadku instalacji dachowych dochodzą do tego także zagrożenia związane z upadkiem z wysokości. Zagrożeniem dla konserwatorów mogą być także zmienne warunki środowiskowe na otwartym terenie."

• remonty i naprawy instalacji słonecznej:
„Remonty i naprawy związane są z wymianą (demontażem i montażem) uszkodzonych podzespołów i części. Niektóre z tych elementów, ze względu na swoją masę (panel PV waży ok. 20 kg) i wymiary wymagają użycia sprzętu do transportu i podnoszenia. Czynności te mogą dotyczyć paneli PV, skrzynek RB lub urządzeń zainstalowanych w stacji transformatorowej. Możliwe jest także wykonywanie prac remontowych w innych miejscach na terenie całej elektrowni (przy instalacjach, konstrukcjach wsporczych). Zazwyczaj w przypadku remontów i napraw wymagany jest udział firmy serwisowej producenta. Wykonywane są przy tym różnorodne prace, w tym spawanie i lutowanie, podczas których, oprócz zagrożeń elektrycznych, środowiskowych, występują również mechaniczne (uderzeniem, zgnieceniem, skaleczeniem, upadkiem z wysokości), a także zagrożenie poparzeniem łukiem elektrycznym."

• prace porządkowe:
„Do rutynowych prac wykonywanych na terenie elektrowni fotowoltaicznej należy sezonowe koszenie trawy. Zbyt długa, wyrastająca trawa może zacieniać ogniwa paneli PV i utrudnia poruszanie się po terenie elektrowni, natomiast zbyt krótko przycięta i wysuszona w trakcie upalnego lata, może ulec zapaleniu, dlatego kosi się ją kosiarkami listwowymi na wysokości min. 10 cm. Zagrożeniem są w tym przypadku warunki atmosferyczne oraz czynniki biologiczne, jak borelioza po ugryzieniu przez kleszcze, poparzenie barszczem Sosnowskiego itp.
Do prac porządkowych należy odkurzanie sterowni, dokonywane przeciętnie raz w miesiącu przez użytkownika. Ze względu na zagrożenia elektryczne, czynności te wykonywane są po wyłączeniu elektrowni, a żeby zminimalizować straty w produkcji energii, przeprowadzane się je najczęściej po zmroku.
Przy planowaniu czynności porządkowych trzeba także uwzględnić sporadyczne mycie paneli słonecznych..
W elektrowniach zlokalizowanych w czystym środowisku panele czyszczone są na skutek opadów deszczu. W innych przypadkach, przy dużym zakurzeniu lub zabrudzeniu przez ptaki, należy stosować wodę zdemineralizowaną. W Niemczech produkowane są specjalne maszyny myjące do paneli PV.
Podczas tych prac mogą wystąpić zagrożenia oparzeniem, elektryczne (porażenie prądem) a także, w przypadku instalacji na dachu lub elewacji budynku, zagrożenie upadkiem pracownika z wysokości. Pracownicy są także narażeni na zmieniające się warunki atmosferyczne.
W warunkach zimowych konieczne może być odśnieżanie paneli słonecznych za pomocą dmuchaw oraz szczotek. Konieczne jest także odśnieżanie ciągów komunikacyjnych na terenie elektrowni. Oprócz zagrożeń powodowanych przez maszyny stosowane przy tych pracach, występują także niekorzystne warunki atmosferyczne (niskie temperatury).
Do prac porządkowych należy zaliczyć także pielęgnację drzew zacieniających panele PV lub kolektory słoneczne. Do tych czynności wykorzystuje się przenośne pilarki łańcuchowe lub piły ręczne oraz sprzęt do prac na wysokości (podnośniki z koszami, podesty). Pracownicy narażeni są m.in. na kontakt z ostrymi krawędziami narzędzi ręcznych lub pilarek."

• nadzorowanie i ochrona obiektów instalacji i całego terenu:
„Działania te są nieodłączną częścią funkcjonowania elektrowni fotowoltaicznych. W ich ramach cały teren, na którym znajduje się obiekt, jest całodobowo nadzorowany i pilnowany. W przypadku nieuprawnionego wtargnięcia, pracownicy agencji ochrony podejmują odpowiednie działania. Oprócz osobistego nadzoru stróża stosowane są systemy nadzorowania wizyjne (fot. 5.) lub zdalnie wykrywające intruza i powiadamiające patrol. Głównym zagrożeniem w tym przypadku może być agresja ze strony ludzi i zwierząt. Pracownicy są narażeni również na czynniki biologiczne (np. choroby przenoszone przez dzikie zwierzęta [wścieklizna], poparzenie barszczem Sosnowskiego itp.) oraz zmienne warunki atmosferyczne."

12.2. Warunki techniczne eksploatacji urządzeń elektrycznych

Utrzymanie urządzeń elektrycznych w należytym stanie technicznym powinno być zapewnione przez poddawanie tych urządzeń oględzinom, przeglądom, konserwacjom i remontom oraz pomiarom i próbom eksploatacyjnym w zakresie i terminach ustalonych w Instrukcjach szczegółowych Eksploatacji poszczególnych urządzeń.

Przeprowadzenie okresowych przeglądów i oględzin (a także zabiegów konserwacyjnych oraz prób i pomiarów eksploatacyjnych wykonywanych podczas przeglądu) należy odnotować w dzienniku codziennej pracy eksploatacyjnej.

Postanowienia ogólne:
Eksploatacja urządzeń elektrycznych jest to prowadzenie ruchu tych urządzeń i utrzymanie ich w należytym stanie technicznym. Eksploatację należy prowadzić zgodnie z przekazanymi i obowiązującymi dokumentami wymienionymi w podstawie opracowania i przestrzegać stosownych instrukcji.
Niezbędnym warunkiem prawidłowej eksploatacji urządzeń elektrycznych jest prowadzenie dokumentacji eksploatacyjnej tych urządzeń.

Dokumentacja eksploatacyjna:
Dla urządzeń elektrycznych należy prowadzić dziennik eksploatacji, który powinien być na bieżąco aktualizowana wpisami osoby uprawnionej. Stanowi ją dokumentacja techniczna (łącznie z dokumentacją fabryczną) oraz dokumentacja ruchowa oraz książka serwisowa.

Dokumentacja techniczna zawiera:
1. projekty techniczne z wszystkimi rysunkami zamiennymi oraz zmianami prowadzonymi podczas wykonywania robót (dokumentacja powykonawcza przekazana).
2. świadectwa (atesty fabryczne), karty gwarancyjne, karty katalogowe, fabryczna dokumentacja techniczno-ruchowa, fabryczne instrukcje obsługi urządzeń i aparatów elektrycznych.

Dokumentacja ruchowa zawiera:
1. instrukcję eksploatacji,
2. schemat główny (mocowany na ścianie) z aktualnymi danymi aparatury elektrycznej,
3. dziennik eksploatacji,
4. Zeszyt pomiarów obciążeń i zużycia energii,
5. zeszyt oględzin i przeglądów oraz konserwacji i napraw urządzeń,
6. rejestr poleceń pisemnych i ustnych (oraz druki poleceń pisemnych),

Książka obiektu zawiera:
1. Plan serwisowania urządzeń i instalacji na obiekcie niezbędnych do prowadzenie ruchu tych urządzeń i utrzymanie ich w należytym stanie technicznym.

W przypadku większości instalacji PV nikt nawet nie słyszał o czymś takim jak „Warunki techniczne eksploatacji urządzeń elektrycznych".

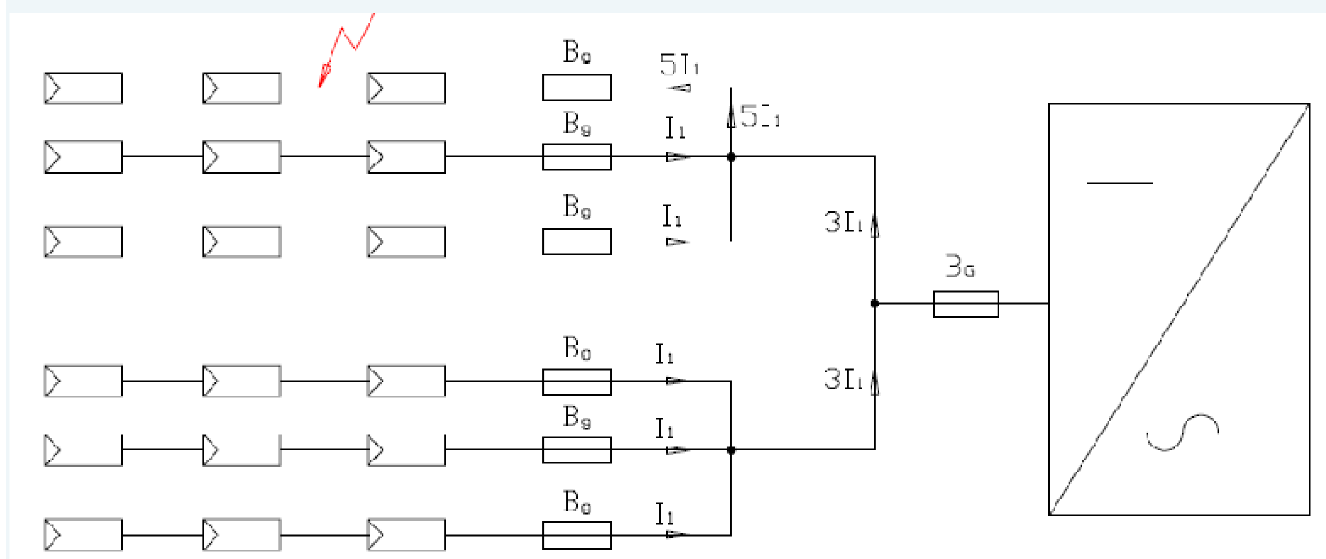
Tak jest polska rzeczywistość.

13. Specyficzne, elektryczne problemy techniczne, w eksploatacji urządzeń elektrycznych elektrowni PV

13.1. Zestawienie wybranych problemów

- Zabezpieczenia elektryczne do instalacji fotowoltaicznych są nietypowe i specjalne (o charakterystyce czasowo-prądowej gPV).
Ich znamionowe całki Joule'a przedłukowe i wyłączania są bardzo niskie ponieważ elektrownie słoneczne różnią się zasadniczo od innych źródeł energii. Są to źródła typowe prądowe a nie napięciowe jak wszystkie inne generatory energii elektrycznej.
Ich prąd zwarciowy Isc jest tylko o około 15 – 20% większy od ich prądu znamionowego.
W związku z tym, w tego typu instalacjach, niemożliwe jest stosowanie tradycyjnych bezpieczników topikowych lub wyłączników nadprądowych wymagających do zdziałania kilkakrotnie (5x – 20x) większego prądu niż znamionowy.
Poziom pierwszy tych bezpieczników umożliwia elektryczne odłączenie każdego pojedynczego łańcucha modułów PV. Są one zainstalowane zarówno w biegunie (+), jak i w biegunie (-) obwodu łańcucha modułów PV a więc w podwójnej ilości w stosunku do obwodów prądu przemiennego gdzie zabezpieczenia występują tylko w przewodach fazowych (nigdy w „0").
Są to aparaty elektryczne znacznie mniej dostępne i dużo droższe od tradycyjnych, powszechnie stosowanych w obwodach prądu przemiennego ~50 Hz co może być przyczyną próby zastąpienia ich tymi tańszymi, powszechnie stosowanymi i co może doprowadzić do tragicznych następstw.

- W przypadku połączenia równoległego kilku łańcuchów modułów zostaje stworzona bardzo niebezpieczna konfiguracja która w przypadku niezadziałania - złego doboru - niewłaściwej charakterystyki bezpiecznika w szeregowym łańcuchu modułów grozi pożarem panelu (dachu).
W przypadku zwarcia lub zacienienia chociaż jednego z ogniw w panelu PV, w dowolnej gałęzi równoległej płynie prąd wsteczny przez uszkodzony lub zacieniony panel/ogniwo o wartości będącej sumą algebraiczną wszystkich prądów płynących w pojedynczych gałęziach połączonych równolegle.
Zjawisko te wyjaśnia poniższy rysunek.



Rys. 13.1. Zagrożenie stwarzane przez prąd wsteczny płynący do miejsca zwarcia lub zacienionego panelu.

W celu ochrony narażonej na przepływ dużych prądów w zacienionej lub uszkodzonej gałęzi, należy **bezwzględnie!** w biegunie dodatnim oraz biegunie ujemnym zainstalować bezpieczniki topikowe o parametrach zgodnych z wymaganiami normy PN-EN 60269-6:2011 tj. klasy gPV i prądzie nominalnym dobranym na podstawie obliczeń projektowych aktualnego projektu.

- Wybuch pożaru spowodowanego przez system PV należy jeszcze do rzadkości (bo nowe, nie wyeksploatowane instalacje).
Niemniej system ten, w przypadku ochrony pożarowej - jako system PV - sprawia szereg poważnych kłopotów podczas pożaru budynku, ze względu na wysokie napięcie po stronie DC sięgające 1000 i więcej woltów. Konieczne jest wtedy wyłączenie systemu paneli PV, tak by podczas akcji ratowniczo-gaśniczej zagwarantować bezpieczeństwo ratowników, oraz osób ewakuowanych z płonącego budynku.

Najprostszym sposobem wyłączenia systemu paneli PV jest zwarcie bieguna dodatniego i bieguna ujemnego za pomocą zestyku zwiernego wyłącznika zainstalowanego w pobliżu paneli PV. Sterowanie wyłączeniem należy zainstalować w miejscu dogodnym do eksploatacji. Zgodnie z charakterystyką I-V generatora PV zwarcie biegunów wyjściowych powoduje przepływ prądu zwarciowego o wartości około 15 - 20% większej od prądu znamionowego i spadek napięcia na zaciskach falownika do wartości zero. Prąd zwarciowy w tym przypadku, przy poprawnie! dobranych zabezpieczeniach oraz przewodach nie stwarza zagrożenia.

Jednak wielką trudność stanowi to, że zwarcie elementów PV musi nastąpić z pominięciem bezpieczników topikowych – zwarcie początku i końca każdej szeregowej gałęzi paneli za pomocą n-stykowego wyłącznika pożarowego. Przy poprawnie dobranych przewodach, prąd zwarciowy nie spowoduje ich uszkodzenia jest on większy zaledwie o (15-20)% prądu I_{mpp}

(prąd w punkcie mocy maksymalnej (Impp) – maksymalny prąd, jaki może wyprodukować moduł w optymalnych dla siebie warunkach, pod obciążeniem).
Jednak warunek, że „zwarciem pożarowym" należy obejmować każdą z gałęzi instalacji PV osobno, powoduje dużą komplikację prostego schematu PV i pewnie dlatego nie jest to rozwiązanie nigdzie stosowane.
Zwarcie całego generatora PV na jego wyjściu może stwarzać poważne zagrożenia ze względu na dużą wartość prądów i absolutnie nie może być stosowane.
Takie zwarcie grozi porażeniem łukiem prądu stałego, który w skutkach jest jeszcze bardziej groźny i niebezpieczny jak łuk prądu przemiennego.

- W Polsce przepisy nie nadążają za rozwojem technologii PV.
Już w 2011 r., w amerykańskim standardzie National Electrical Code (NEC) ujęta została norma dotycząca ochrony przed uszkodzeniami spowodowanymi przez łuk elektryczny: UL1699B. Norma ta wymaga, aby urządzenia PV instalowane w budynkach o napięciu większym niż 80 V i mniejszym niż 1 kV musiały być wyposażone w przerywacz łuku lub odpowiednie urządzenia zabezpieczające. Aby taki przerywacz (lub inne urządzenie) spełniały założenia normy, muszą być zdolne wykryć i przerwać łuk w czasie 2,5 s oraz ograniczyć energię do 750 J.
To rozwiązanie wprowadzone po raz pierwszy w falownikach firmy Growatt, w postaci przerywacza łuku elektrycznego. Główną funkcją modułu AFCI jest zapobieganie pożarom spowodowanym przez łuki elektryczne, które powstają m.in. wskutek: starzenia się sprzętu, uszkodzeń izolacji elektrycznej, uszkodzeń przewodów, występowania luźnych połączeń i awarii spowodowanych np. wilgocią powietrza.

- Ochrona instalacji fotowoltaicznych po stronie DC (paneli) i AC (sieci) jest konieczna.
Wymaga jej bezwzględnie gwarancja na falownik, który jako urządzenie energoelektroniczne jest praktycznie nieodporny na napięcia pochodzące z wyładowań piorunowych jak i z procesów łączeniowych dużych odbiorów o charakterze indukcyjnym.

Przykładowo jeden ogranicznik przepięć do fotowoltaiki firmy DEHN o symbolu:
B+C Typ 1+2 PV 12,5kA 3,75kV 1500V DC DEHNcombo YPV SCI 1500 900062 **kosztuje 1 634,35 zł**.

W zależności od tego czy istnieje zewnętrzne urządzenie piorunochronne bądź takowa instalacja i zachowany jest odstęp od niego (od niej) paneli PV, w zależności od struktury przestrzennej elektrycznej instalacji PV, sposobu jej montażu przestrzennego (dach/ziemia - różny wpływ wyładowań piorunowych) **to takich kosztownych aparatów elektrycznych do prawidłowego zabezpieczenia instalacji PV potrzeba nieraz kilka**.

Oddzielnie, należy zabezpieczyć **dwustopniowo,** od przepięć piorunowych każdą gałązkę instalacji elektrycznej DC/PV wiodącą z paneli PV do falownika (w mikro-instalacjach występuje na szczęście tylko jedna gałąź) i należy zabezpieczyć **trzystopniowo** od przepięć piorunowych domową instalację energetyczną nN od strony napowietrznej sieci energetycznej.
Koszt takiego prawidłowego zabezpieczenia może wynieść ok. 5000 – 6000 zł a więc 20 % kosztu całej mikro-instalacji (30 000 zł/4-5 kW).
Można tylko sobie zadać pytanie: jak są zabezpieczane szczególnie w gminnej Polsce mikroinstalacje PV, skoro nie widać takich znaczących pozycji w ich kosztorysach?
Trzeba wiedzieć, że w ciągu nawet 10 – 15 lat oczekiwanej amortyzacji ileś tam wyładowań piorunowych w okolicy przytrafi się, więc może być **dramat z kosztownym falownikiem i poważny deficyt w zielonym projekcie**.

Ktoś może zauważyć – no to należy mikroinstalację PV ubezpieczyć. Można. *„Średnia cena instalacji fotowoltaicznej o mocy 4 – 5 kW w przeciętnym domu jednorodzinnym to koszt rzędu około 30 000 zł. Sprawdziliśmy, ile kosztuje ubezpieczenie obejmujące taką właśnie instalację. Najtańszą ofertę w tych parametrach ma Link4 (306 zł),a najdroższą mtu24.pl (564 zł). Średnia stawka za ubezpieczenie paneli fotowoltaicznych to ok. 400 zł rocznie*" – według portalu instalacjebudowlane.pl.

W ten oto prosty sposób, do spodziewanej amortyzacji domowej mikroinstalacji PV 10 – 15 lat, trzeba będzie dopisać kolejne 4000 – 6000 zł a sama amortyzacja wydłuży się do 12 – 18 lat.

- Problemy ze stabilną pracą falownika w lecie.
Napięcie rozpoczęcia pracy (U_{DC} start) to 200V, ale zakres napięcia wejściowego $U_{DC\ min}$ zaczyna się od 150V. Jak należy rozumieć te wartości?
Napięcie na łańcuchu modułów musi przekroczyć 200V, aby falownik mógł rozpocząć pracę. W praktyce, we wczesnych godzinach porannych, gdy moduły są jeszcze schłodzone po nocy taką wartość U_{DC} osiąga się na kilkadziesiąt minut przed wschodem Słońca. Gdy układ MPP (poszukiwania punktu mocy maksymalnej) zaczyna pracę, napięcie na łańcuchu modułów zmniejsza się i ważne jest, aby nie spadło poniżej minimalnej dopuszczalnej wartości (czyli 150V).
Oczywiście należy uwzględnić przy tym wpływ temperatury – a jak wiadomo moduły nagrzewają się najbardziej w godzinach okołopołudniowych. Moduły fotowoltaiczne, a konkretnie ogniwa, w upalne dni mogą nagrzać się nawet 30-45°C powyżej temperatury otoczenia. Dużo oczywiście zależy od chłodzenia takich modułów.
Te zainstalowane na dachu bez jakiejkolwiek wentylacji naturalnej (konwekcyjnej) będą nagrzewały się bardziej, niż te wolnostojące.



Rys. 13.2. Dodatkowe zagrożenie stwarzane poprzez montaż w niecce powietrznej na dachu krytym papą jak w przypadku setek sklepów amerykańskiej sieci Walmart, z których wiele uległo pożarowi.

Przyjmijmy dla prostego rachunku, że temperatura ogniw może osiągnąć 75°C, czyli +50°C powyżej temperatury STC (oznacza z angielskiego Standard Test Conditions, natomiast NOCT to Normal Operating Cell Temperature. Pomiar wg STC to pomiar przy nasłonecznieniu o mocy 1000 W/m2 przy temperaturze ogniwa 25°C oraz parametrze widma promieniowania Air Mass – AM 1,5.).

Spadek napięcia wynikający z tak wysokiej temperatury wyniesie:
-0,32%/°C · (75°C – 25°C) = -0,32%/°C · 50°C = – **15,96%**

czyli napięcie w punkcie mocy maksymalnej będzie miało wartość:
Umpp = 31,1V – 15,96% = 26,14V

a zatem, aby osiągnąć minimalne napięcie wejściowe falownika:
U_{DC} min / U_{mpp} = 150V / 26,14V = 5,74 szt.

Zatem minimalna ilość modułów w pojedynczym łańcuchu dla zapewnienia poprawnej pracy falownika wynosi 6 sztuk (> 5,74).
Niestety, czasami spotykamy się z błędem, polegającym na niewłaściwym wyliczeniu minimalnej ilości modułów w łańcuchach.
To poważny błąd projektowy, zwłaszcza, że jest dostępne bezpłatne narzędzie: Solar.Configurator, które znacznie ułatwia to zadanie. W efekcie instalacja zamontowana zimą lub wczesną wiosną działa w miarę poprawnie, po czym **w miesiącach letnich systematycznie wyłącza się w cieplejsze dni**.

Czym to się objawia? Jeśli projektant lub instalator wybierze dla powyższej kombinacji tylko 5 modułów w jednym łańcuchu, przy STC (25°C temp. ogniw; 1000W/m²) otrzymamy:
Umpp łańcucha @ 25°C = 31,1V x 5 sztuk = 155,5V czyli więcej niż 150V
W chłodniejsze dni falownik będzie zatem pracował. Ale w upalne dni:
Umpp łańcucha @ 75°C = 26,14V x 5 sztuk = 130,7V czyli mniej niż 150V
Przy takiej wartości napięcia wejściowego falownik się wyłączy.

- Problemy napięciowe falownika w przypadku zbyt dużej jego mocy do impedancji sieci dystrybucyjnej widzianej od strony falownika.
Problem zaczyna się pojawiać, jeżeli zostanie podłączony falownik większej mocy w miejscu, gdzie występuje wysoka impedancja sieci (przestarzała, rozległa sieć).
W takim przypadku wzrost napięcia AC na wyjściu falownika może być na tyle wysoki, że spowoduje odłączenie falownika od sieci. Przy ustawionym w falowniku standardzie współpracy z siecią VDE 0126-1-1 graniczny wzrost napięcia to 253 V.
Falownik odłączy się od sieci, **jeżeli w czasie 10 minut średnie napięcia przekroczy wspomnianą wartość**.
Z kolei, jeżeli wzrost napięcia przekroczy 260 V **odłączenie falownika nastąpi natychmiastowo**.
Na samą impedancję sieci energetycznej prosument nie ma wpływu. Zależy ona od budowy i parametrów sieci a to leży po stronie zakładu energetycznego. Tu przykład polskiej amatorszczyzny PV, który w słoneczną niedzielę, podnosi w trzech fazach naraz napięcie fazowe w sieci dystrybutora do wartości ~AC 276 V:
https://www.youtube.com/watch?v=jCHrXB1NQ5g

Napięcie w sieci odbiorcy/konsumenta energii elektrycznej powinno zgodne z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców, w którym to rozporządzeniu w rozdziale 6 „Standardy jakościowe obsługi odbiorców”, w § 33 ust. 1 punkt 2, zostały określone dopuszczalne odchylenia napięcia znamionowego, dla interesującego nas poziomu napięć, w przedziale od – 10% do +5%, co odpowiada zmienności napięć od 207 V do 241,5 V.

A więc 241,5 V maksymalnie a nie 276 V (!)

- Problemy zmienności napięcia, zwłaszcza w przypadku dużych odległości od transformatora zasilającego
Omówię problem cytując za: Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 67, „**ENERGOELEKTRONICZNY REGULATOR NAPIĘCIA W SIECI ENERGETYCZNEJ ZE ŹRÓDŁAMI ODNAWIALNYMI**” autorstwa **prof. dr hab. inż. Zbigniew KRZEMIŃSKI**, Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki:

„Podłączanie odnawialnych źródeł energii do sieci energetycznych niskiego napięcia powoduje powstawanie problemów zmienności napięcia, zwłaszcza w przypadku dużych odległości od transformatora zasilającego. W skrajnych przypadkach zachodzi konieczność redukcji mocy generowanej przez źródło ze względu na podwyższenie napięcia spowodowane spadkami napięcia przy oddawaniu energii do sieci.
Sieci elektroenergetyczne zbudowane są obecnie przy założeniu, że przepływ energii odbywa się od GłównegoPunktu Zasilającego (GPZ) do odbiorcy końcowego przez sieć średniego napięcia (SN) i niskiego napięcia (nN).
Założenie to nie może być przyjmowane, jeżeli odbiorcami końcowymi są prosumenci posiadający instalacje generujące energię z odnawialnych źródeł energii (OZE), ponieważ pojawiają się nowe problemy. W krótkich okresach występuje zmiana kierunku przepływu energii związana z produkcją przekraczającą zapotrzebowanie prosumenta.
Powoduje to zmianę kierunków spadków napięcia i niejednokrotnie konieczność ograniczania mocy lub nawet wyłączania OZE, zwłaszcza w przypadku długich linii, gdzie napięcie na transformatorze zasilających jest ustawiane na poziomie o kilka procent wyższym od znamionowego.
Dostosowanie długich odcinków linii zasilających do pracy przy odwrotnym kierunku przepływu mocy może być związane z dużymi kosztami modernizacji. Nie można w takiej sytuacji zastosować regulatora napięcia na końcu linii, ponieważ nie ma możliwości zmniejszenia napięcia przy odwrotnym kierunku przepływu energii. Problematyka zwiększenia możliwości przyłączania źródeł OZE w sieciach terenowych o małej gęstości rozmieszczenia odbiorców i występujących długich odcinkach linii zasilających jest przedstawiona w literaturze [1, 2].
Włączenie większej liczby instalacji OZE może spowodować problemy wynikające z sumowania spadków napięcia. Znak spadków napięcia wywołanych przyłączeniem OZE jest przeciwny do spadków napięcia spowodowanych odbiorami energii i powoduje w niekorzystnych warunkach wzrost napięcia w linii powyżej dopuszczalnego limitu.
Włączenie większej liczby instalacji OZE może spowodować problemy wynikające z sumowania spadków napięcia. Znak spadków napięcia wywołanych przyłączeniem OZE jest przeciwny do spadków napięcia spowodowanych odbiorami energii i powoduje w niekorzystnych warunkach wzrost napięcia w linii powyżej dopuszczalnego limitu.
Na rysunku 1 pokazano prądy odbiorów, prąd linii i napięcie wzdłuż linii bez włączonych instalacji OZE.
Parametry linii dobrano tak, żeby wyjaśnić zagadnienia związane z przyłączaniem OZE. Ustawienie na stałe odczepy transformatora zapewnia utrzymanie spadku napięcia na końcu linii w dopuszczalnych granicach. Na początku linii napięcie jest wyższe od znamionowego, natomiast na końcu linii napięcie może być niższe od znamionowego, ale utrzymane w dopuszczalnych granicach.
Włączenie kilku małych instalacji OZE kompensuje prądy odbiorów i spadek napięcia na końcu linii jest zmniejszony.
Włączanie większej ilości instalacji OZE do linii zasilającej może doprowadzić do sytuacji pokazanej na rysunku 2.
Ustawione na stałe odczepy transformatora ustalają napięcie na zaciskach transformatora na 410. Każda z kilku mikroinstalacji OZE podłączonych do linii spełnia warunek (1), ale ich ilość i rozmieszczenie powoduje, że spadki napięcia na poszczególnych odcinkach linii zmieniają znak i powodują przekroczenie dopuszczalnego napięcia na końcu linii. Taka sytuacja może występować zwłaszcza w przypadku instalacji fotowoltaicznych, które przy odpowiednich warunkach pracują z pełną mocą w czasie zmniejszonego obciążenia linii. Z powodu zwiększenia napięcia powyżej dopuszczalnego instalacje OZE podłączone na końcu linii muszą być wyłączone lub muszą pracować z ograniczoną mocą.
Przekroczenie dopuszczalnego napięcia na końcu linii zasilającej pokazane rysunku 2 może być zlikwidowane przez zmianę zaczepów transformatora. Jeżeli na zaciskach transformatora napięcie zostanie obniżone do 390 V, to na końcu linii napięcie spadnie do prawie 410 V.
Po zaprzestaniu generowania energii przez źródła odnawialne ustawienie odczepów transformatora musi być przywrócone.”

I tak to wygląda kwestia podłączenia milroinstalacji OZE. Są ochy i achy ale są i problemy.

- Problemy z niewłaściwą instalacją
Błędy instalatora znajdują się na pierwszym miejscu najbardziej kosztownych problemów i na drugim miejscu najczęściej występujących.
To tylko pokazuje, że większość inwestorów zupełnie niepotrzebnie oszczędza na wykonawcach.
Częste błędy przy instalacji to:

- brak staranności (upadek panelu, uderzenie narzędziem)
- niewłaściwy transport
- montaż niezgodny z instrukcją
- chodzenie po panelach
- uszkodzenie ramy
- zbyt mocne dociąganie śrub montażowych
- niewłaściwy system montażowy
- łączenie oryginalnych wtyków „x” z zamiennikami „y” innej firmy lub w innym wykonaniu
- wolno wiszące (dyndające się), źle poprowadzone kable i wtyki
- zarysowanie przedniej szyby
- niewłaściwe przewody
- niewłaściwa klasa izolacji przewodów i odporności na UV

- Problem z Pękniętą szybą

Uszkodzenia przedniej szyby występują stosunkowo rzadko, ale powodują wysokie koszty, obniżając wydajność i otwierając drogę do korozji a przy montażu paneli na dachu „na styk” to istny koszmar demontowania nawet połowy paneli w celu dostania się do uszkodzonego w środku instalacji.
Pęknięcie przedniej szyby to poważna awaria, która otwiera drogę do korozji ogniw i obwodów elektrycznych, co w efekcie powoduje spadek wydajności, a ponadto powoduje problemy z bezpieczeństwem. Szyba może pęknąć z powodu użycia niewłaściwych zacisków, zbyt mocnego dokręcenia śrub i generalnie montażu niezgodnego z instrukcją, ale może też być spowodowane przez grad lub wandalizm

- Problemy PID
PID to spory problem tanich paneli fotowoltaicznych, ale raczej nie dotyczą tych lepszej jakości. Efekt PID (Potential Induced Degradation, czyli degradacja wywołana indukowanym napięciem) polega na tym, że prąd "wycieka" do uziemionej ramy, co nie tylko sprawia, że nasz prąd trafia do ziemi, ale też niszczy ogniwa. Powoduje duże straty i może być poważnym problemem.

- Problemy ze ślimaczymi ścieżkami
Ślimacze ścieżki występują bardzo rzadko w normalnych instalacjach, ale są prawdziwą zmorą tam, gdzie niestaranni instalatorzy montują panele fotowoltaiczne słabej jakości. Tak zwane ślimacze ścieżki (snail trails) są efektem mikropęknięć oraz odbarwienia srebrnej pasty z przodu busbarów.
Sama zmiana koloru przy busbarach nie szkodzi, ale jeśli występują też mikropęknięcia, to odbarwienia wnikają w ich głąb, obniżając wydajność. Badania wykazały, że ma to związek z niską jakością folii EVA oraz tylnej folii ochronnej. To znaczy, że zjawisko to zachodzi, gdy w panelach niższej jakości występują mikropęknięcia.
Mikropęknięcia powstają podczas nieuważnego transportu, montażu i serwisowania. Mogą też pojawić się w panelach gorszej jakości pod naporem silnego wiatru czy śniegu.

- Problem z wadliwą folią
Produkcyjne wady folii oraz wypadki jej przerwania przez instalatorów zdarzają się bardzo rzadko, ale wyraźnie potęgują degradację ogniw. Chodzi tutaj głównie o mechaniczne uszkodzenia folii oraz błędy produkcyjne. Mechaniczne uszkodzenia mogą powstać w transporcie lub podczas instalacji. Wady produkcyjne powstają, cóż, podczas produkcji, i dotyczą przede wszystkim fabryk, które nie są w pełni zautomatyzowane. To domena paneli fotowoltaicznych Tier-2 oraz Tier-3.

- Problem z delaminacją folii
Delaminacja folii występuje bardzo rzadko, ale może znacznie przyspieszyć degradację ogniw. Na szczęście istnieją niezależne testy badające odporność paneli na delaminację. Panele fotowoltaiczne składają się z wielu połączonych warstw. Odklejanie się tych warstw od siebie nazywamy delaminacją. Może ona zajść pomiędzy wszystkimi połączonymi warstwami, między szkłem a EVA, między EVA a ogniwem, między busbarami a EVA, w końcu między EVA i tylną folią ochronną. Odlepianie się folii ochronnej występuje najczęściej. Każdego rodzaju delaminacja powoduje spadek wydajności, a na dodatek otwiera drogę wilgoci i korozji.

- Problem z hot-spotami
Hot-spoty mogą powodować poważne straty i stwarzają ryzyko pożaru. Na szczęście można ich dość łatwo uniknąć oraz można je w prosty sposób wykryć. Hot-spoty to punkty o wyraźnie podwyższonej rezystancji, a zatem i temperaturze. W niektórych wypadkach mogą doprowadzić do wypalenia dziur w tylnej folii ochronnej, pęknięcia szyby, a nawet mogą spowodować pożar całej instalacji!
Istnieje wiele powodów, dla których niektóre ogniwa wyjątkowo się nagrzewają. Mikropęknięcia, częściowe zacienienie, błędy produkcyjne, niestaranna instalacja i magazynowanie - kilka z tych czynników na raz i hot-spot gotowy.

- Problemy z brudem
Każda instalacja brudzi się z czasem, ale nie wszystkie w takim samym stopniu. Znajomość lokalnych zanieczyszczeń oraz uważne obserwowanie wydajności pomaga w ustaleniu optymalnego harmonogramu czyszczenia. Szybkość brudzenia się paneli zależy od miejsca położenia instalacji. Jak zapobiec? Zanieczyszczaniu paneli nie da się zapobiec, ale można niwelować negatywny wpływ brudu na uzyski. Zaleca się czyścić panele fotowoltaiczne przynajmniej dwa razy w roku, na przykład w maju i sierpniu. Uważnie obserwując dzienne uzyski możesz stwierdzić z większą pewnością, jak bardzo zabrudzone są panele. Do czyszczenia warto wynająć odpowiedni serwis.

- Problemy z przegrzaniem się skrzynki przyłączeniowej
Skrzynki przyłączeniowe przegrzewają się niezmiernie rzadko, ale tego typu usterka może być przyczyną pożaru. Panel łączy się z resztą instalacji przez skrzynkę przyłączeniową. Jest tak samo narażona na wysoką temperaturę jak panel oraz płynie przez nią prąd generowany przez dany moduł.
Przegrzewanie się skrzynki przyłączeniowej może powodować jest przerwanie połączenia lub w najgorszym wypadku pożar.

- Problemy z awarią diody bocznikowej lub skrzynki przyłączeniowej
Diody bocznikowe i skrzynki przyłączeniowe zawodzą niezmiernie rzadko, ale ich usterki powodują wyraźnie mniejsze uzyski. Diody bocznikowe dzielą panel słoneczny na 3,4 części i wyłączają te fragmenty, które działają wyraźnie gorzej od reszty (na przykład są zasłonięte liśćmi). Bez nich mocno zacieniony panel obniżałby sprawność całej instalacji.
Jednak gdy taka dioda się zablokuje, wtedy **zmniejsza wydajność panelu o 25 - 33%** . Gdy padnie skrzynka przyłączeniowa, wtedy panel przestaje dostarczać prądu do falownika.

- Problemy z falownikiem
Falownik z racji na jego wymuszony wentylatorem/wentylatorami system chłodzenia wymaga szczególnego nadzoru, gdyż w przypadku awarii jego wentylacji może nawet ulec uszkodzeniu/zniszczeniu. Pracę wentylatorów należy nadzorować w sposób dorywczy, przynajmniej raz w tygodniu.

Uszkodzenie falownika praktycznie znaczy jego wymianę na nowy. Raczej się nie naprawia.

Opisane tu problemy są to problemy związane z „wiekiem starczym" instalacji. Będą się one dopiero nasilały w Polsce, z racji, że większość instalacji jest nowa (kilka lat).

14. Trwałość paneli fotowoltaicznych PV i niezawodność instalacji elektrycznych PV

14.1. Wprowadzenie - cytaty

Potencjalni nabywcy instalacji PV są epatowani na wszelkie sposoby toporną propagandą jak niżej:

- *„Średnia żywotność paneli szacowana jest na 25-30 lat. Trwałość w dużej mierze zależy od marki danego produktu, dlatego należy upewnić się, że moduł posiada niski współczynnik degradacji. Producenci deklarują, że po 25 latach użytkowania panele będą działać ze sprawnością 82-85%.”*
- *„Oczekuje się, że obecna generacja paneli słonecznych ma działać od 40 do 50 lat. Obejmuje to wszystkie typy wysokiej jakości paneli PV. Najstarszy panel fotowoltaiczny ma obecnie około 60 lat i wciąż działa.”*
- *„Wśród dostępnych przykładów wieloletniej pracy paneli fotowoltaicznych, znalazł się na przykład taki, że pierwsze ogniwo fotowoltaiczne, wykonane w latach 50-tych dwudziestego wieku, wytwarza energię elektryczną do dnia dzisiejszego.”*
- *„Panele - na zdjęciu niżej - nad wejściem do Betty Bear Hut, w ośrodku dla narciarzy w Colorado, USA zostały tam zamontowane w 1991 roku. Tamtejsze okolice doświadczają surowych zim, skwarnych temperatur latem i mnóstwo słońca na wysokości ponad 3.000 m. n.p.m.”*



Rys. 14.1. Panele - **szt. 4** - nad wejściem (i chyba też na dachu, od kierunku patrzenia?) do Betty Bear Hut, w Colorado, USA zamontowane w 1991 roku.



Rys. 14.2. Panele na dachu to nie był najlepszy pomysł w Betty Bear Hut, w Colorado, USA.



Rys. 14.3. I dlatego przy wymianie pokrycia dachu w Betty Bear Hut, w Colorado, USA je zdemontowano.
Tak to historia „*Paneli nad wejściem do Betty Bear Hut”.* Sądząc po wyrosłych nowych drzewach, wiek 30 lat się zgadza.

Nie mając fachowej wiedzy, prości ludzie o szerokim wachlarzy zawodów, nie będący elektrykami, w sumie niewiele z tego rozumieją a tylko wierzą zapewnieniom i ... kupują, kupują, kupują ... i instalują panele PV.

Jak poinformował dnia 07.09.2016r. portal Gramwzielone.pl, na farmie fotowoltaicznej powstałej w okolicach hiszpańskiego miasta Toledo w 1994 roku, **wymieniono wszystkie moduły w elektrowni o mocy 1 MW**. Hiszpańska firma Ingateam, która teraz wymieniła moduły fotowoltaiczne, zapewnia, że to najstarsza farma fotowoltaiczna w Europie. **Wymianę modułów fotowoltaicznych poprzedziło wykonanie analizy efektywności stosowanych dotychczas modułów**. Badanie wykonane w sierpniu 2015 r. wykazało, że wydajność zamontowanych w 1994 r. modułów fotowoltaicznych spadła od momentu uruchomienia produkcji energii o 37 proc. A więc **w 21 lat spadek do 63 % pierwotnej sprawności a nie do 82-85% po 25 latach użytkowania**, jak pokazałem w przykładzie topornej propagandy, na początku tego punktu.

Należy jednak pamiętać, że mimo że **większość producentów ogniw deklaruje 25 lat działania ogniw, to udziela na nie tylko 10 lat gwarancji (na falownik najczęściej 5 lat).** To daje do myślenia.
W końcu te 10 lat nie bierze się znikąd podobnie jak na falowniki 5 lat.

To prawda, że technologia PV kroczy naprzód, ale to nie jest cała prawda. **Prawda jest też taka, że spadki wydajności jakie one by nie były** – patrz Tab. 14.1. – **to one nie decydują o niezawodności instalacji fotowoltaicznej.**

Nazwa producenta	25-letni gwarantowany poziom wydajności dla wybranych modeli
SunPower	92,0%
LG	89,6%
Solar Watt	87,0% na 30 lat
REC Group	86,0%
Q Cells	85,0%
Trina Solar	83,0% na 30 lat
ZNShine	81,05%
JA Solar	80,0%
Panasonic	80,0%

Tab. 14.1. Porównanie wydajności panelów solarnych różnych marek wg rankingu Tier-1, wg Bloomberg New Energy Finance opracował system poziomów (tiering)

A to niezawodność ma kluczowe znaczenie dla poprawnego działania i nieprzerwanej produkcji energii elektrycznej. A o tym się nie mówi - albo wcale - albo niewiele i tylko w specjalistycznej literaturze.

Jednak żeby zrozumieć zagadnienie **trwałości**, **żywotności, jakości** i **niezawodności** należy zacząć od definicji pojęć. Zacznijmy od tego, że jest nauka zajmującą się zagadnieniami ustalania różnych czynników wpływających na trwałość i jest to tribologia (nauka o zużyciu), która określa między innymi zależności między trwałością a okresem użytkowania.

Zauważmy, że **pojęcie trwałości dotyczy pojedynczego (konkretnego) obiektu**, a **pojęcie niezawodności – zbioru tych obiektów**. Oczekiwaną trwałość można zawsze oszacować, co jest konieczne ze względu na odnawianie i amortyzację, Do tego celu służą badania niezawodnościowe.

Trwałość to okres, w którym obiekt zachowuje swoje właściwości użytkowe. **Określona jest dla normalnych, czyli założonych przy projektowaniu, warunków eksploatacji**.
Jest jeszcze tzw. „trwałość administracyjna", czyli rozsądna ocena oczekiwanej trwałości urządzenia, za jaką to trwałość, jest skłonny zapłacić nabywca. Trwałość tę określa się pewnymi rygorami prawnymi, znanymi ogólnie pod postacią gwarancji.

Żywotność mierzona jest trwałością, rozumianą jako okres, przed którego upływem funkcjonalność nie spada poniżej właściwego poziomu (dla wyrobów nienaprawialnych). Całkowita żywotność jest rozumiana jako suma trwałości z uwzględnieniem kolejnych napraw lub regeneracji (dla wyrobów naprawialnych).

Jakość określa wewnętrzną doskonałość danego obiektu (wyrobu np. podzespołu, modułu lub urządzenia elektronicznego), pokazując w jakim stopniu spełnia on wymagane funkcje w momencie zakończenia procesu wytwarzania, przekazania do eksploatacji i rozpoczęcia użytkowania.

Niezawodność mierzona jest prawdopodobieństwem spełnienia wymaganych zadań w określonych warunkach, w określonym czasie lub przy określonej liczbie cykli, mierzoną średnią intensywnością uszkodzeń lub maksymalną ilością uszkodzeń.

Najczęściej stosowanymi wskaźnikami charakteryzującymi **niezawodność** obiektów nieodnawialnych (do pierwszego krytycznego uszkodzenia) są: wartość oczekiwana czasu pracy do pierwszego uszkodzenia (okres trwałości).
Trwałość i niezawodność są pojęciami różnymi, ale istnieje między nimi związek. W miarę zużywania się elementów urządzenia, jego prawidłowe działanie jest coraz bardziej zawodne. Trwałość i niezawodność zależą od rozwiązania konstrukcyjnego, jakości wykonania i warunków użytkowania. Dla różnych obiektów wystąpią różne warunki pracy, stąd wynika, że:
- trwałość to właściwość dotycząca jednego (konkretnego) obiektu,
- niezawodność to właściwość dotycząca zbioru obiektów danego typu.

Ze względu na miarę trwałości wyróżnia się:
- trwałość użytkową – mierzoną czasem użytkowania obiektu,
- trwałość obsługową – mierzoną czasem obsługiwania obiektu,
- trwałość eksploatacji – mierzoną czasem bieżącym (eksploatacji).

Z graniczną wartością parametrów opisujących zmianę stanu technicznego wiąże się pojęcie trwałości. Przybliżono definicję tego pojęcia i jego powiązanie z niezawodnością. Podkreślono, że **pojęcie trwałości dotyczy pojedynczego (konkretnego) obiektu, a pojęcie niezawodności – zbioru tych obiektów**. Oczekiwaną trwałość można zawsze oszacować, co jest konieczne ze względu na odnawianie i amortyzację,
Do tego celu służą badania niezawodnościowe.

Nabywcy uważają więc, że urządzenie techniczne powinno im służyć przez dostatecznie długi czas, czyli mówiąc inaczej – mieć wysoką trwałość. Trwałość to okres czasu, w którym obiekt zachowuje swoje właściwości użytkowe.

Trwałość określona jest dla normalnych, czyli założonych przy projektowaniu, warunków eksploatacji.
- Okres poprawnego działania
- Okres zdatności do użytkowania
- Okres zdatności do działania
- Okres niezdatności do działania

Panele fotowoltaiczne mogą być łączone w ramach trzech struktur niezawodnościowych:
1. struktura niezawodnościowa **szeregowa** paneli PV + falownik (w małych instalacjach prosumenckich np. 5 kW)
2. struktura niezawodnościowa **równoległa** paneli PV (nie występuje w PV, chyba, że w instalacjach off-grid np. do grzania wody w basenie czy bojlerze)
3. struktura **równoległo-szeregowa** paneli PV + falowniki (najbardziej rozpowszechniona w elektrowniach PV o mocy > 10 kW).

ad 1. Systemem o strukturze **szeregowej** (układ szeregowy) nazywa się układ złożony, który **funkcjonuje poprawnie, gdy wszystkie jego elementy składowe są sprawne**. Układem o ustroju szeregowym (strukturze szeregowej) określa się taki układ, którego prawidłowe działanie wymaga prawidłowego działania wszystkich elementów składowych.
Niezawodność Rs układu n-elementowego o strukturze szeregowej, w przypadku, kiedy uszkodzenia jego elementów składowych są uszkodzeniami wzajemnie niezależnymi, wyrażona jest tzw. prawem iloczynu składowych elementów tego układu. Układ działania (grupa zadaniowa) jest zatem niezawodny wówczas, gdy każdy z jego elementów pozostaje niezawodny. **Cechą charakterystyczną układu szeregowego jest zatem to, że staje się on obiektem praktycznie zawodnym już przy stosunkowo niewielkiej liczbie elementów składowych**.

ad. 2. Obiektem o strukturze **równoległej** nazywany jest układ działania, który funkcjonuje poprawnie, gdy chociaż jeden jego element jest sprawny. Przy strukturze równoległej element każdy kolejny może zastąpić każdy z pracujących elementów danego układu. W związku z tym istnieje pewna swoboda w dobieraniu czasu pracy i czasu rezerwy dla poszczególnych elementów układu. W tym przypadku trwałość (czas życia) układu równoległego Tr jest zdeterminowana trwałością najtrwalszego (najmocniejszego) elementu. Cechą charakterystyczną obiektu o strukturze równoległej jest to, że staje się on
obiektem praktycznie niezawodnym ($Rr \rightarrow 1$) już przy stosunkowo niewielkiej liczbie elementów. Dopiero uszkodzenie (awaria) wszystkich elementów oznacza awarię układu. Pewną charakterystyczną cechą techniczną układów równoległych jest to, że z reguły parametry wejściowe i wyjściowe wszystkich elementów układu są podobne lub nawet jednakowe.
Nie występuje w w elektrowniach PV.

ad 3. Strukturą **równoległo-szeregowa** nazywany jest taki układ, który funkcjonuje poprawnie wówczas, gdy przynajmniej jeden spośród jego n-zespołów szeregowych (łańcuchów paneli PV) funkcjonuje poprawnie. Trwałość układu Trs zależy od trwałości Tj najsłabszego elementu, a trwałość każdego szeregowego łańcucha paneli PV, zależy od trwałości jego najmocniejszego elementu. Trwałość tego układu równoległo-szeregowego Trs jest zdeterminowana trwałością Tj najsłabszego elementu w najtrwalszym zespole równoległo-szeregowym.

Należy wspomnieć jeszcze o inwerterze/falowniku. On też się zużywa/uszkadza i wymienia się go średnio raz na około 15 lat.
Z racji, że posiada znacznie więcej elementów niż sam panel, jest po prostu bardziej narażony na czynniki zewnętrzne prowadzące do skrócenia czasu pracy. Mimo to przy obecnej technologii są inwertery, które pracują nadal po 20 latach od ich instalacji.

I teraz, żeby zrozumieć zagadnienie trwałości, żywotności, jakości i niezawodności w świetle powyższych definicji należy wziąć pod uwagę wszystkie czynniki oddziaływujące na panele i instalację w czasie eksploatacji.

A są to miedzy innymi:
- brak lub niewłaściwa konserwacja
- niewłaściwa, bez kwalifikacji, obsługa
- ingerencja osób postronnych
- wysokie temperatury
- gradobicia
- śnieg
- zamarzająca, stojąca woda
- wiatr
- wyładowania atmosferyczne!
- przepięcia łączeniowe po stronie energetyki i odbiorcy
- zdarzenia losowe/sabotażowe typu uderzenie kamieniem
- położenie geograficzne (góry, morze)
- zasolenie powietrza (nad morzem)
- zabrudzenie otaczającej atmosfery
- wady materiałowe lub nieprawidłowości w technologii albo konstrukcji
- zmęczenie materiałowe
- odkształcenia
- różne procesy fizyczne, chemiczne i elektrochemiczne zachodzące wewnątrz tych obiektów
- przebicie elektryczne, upływności lub elektromigracja w obrębie ich połączeń z otoczeniem
- płynięcie parametrów
- przyczyny losowe
- inne przyczyny

Wszystkie te czynniki mają wpływ na średni czas użytkowania. To średni czas użytkowania jest zwykle wskaźnikiem trwałości. Jest on wartością oczekiwaną prawdopodobieństwa uszkodzeń dla zmiennych losowych ciągłych.

Dla zmiennych skokowych „u" jest po prostu średnią arytmetyczną trwałości badanych obiektów. Wynika z tego, że chcąc wyznaczyć intensywność uszkodzeń λ tego rozkładu, wystarczy określić średni czas użytkowania u (z badania próbki obiektów), a następnie dokonać zabiegu dzielenia 1/u.

Parametr λ jest jednym z najważniejszych w obszarze niezawodności. Producenci wyznaczają go dla swoich wyrobów i pilnie strzegą przed konkurencją.

Wartość λ określa bowiem jaka część obiektów sprawnych do chwili t stanie się niesprawna w następnym jednostkowym okresie zmiennej t, np. w następnej jednostce czasu. Zwykle bada się λ jako liczbę uszkodzeń q, które wystąpiły w standardowym czasie t = 1000 godzin i wyraża w procentach.
Powyższe zależności są słuszne dla tych warunków x pracy obiektu, w których prowadzone są badania trwałości. Zakłada się, że są to warunki laboratoryjne.

Proszę zauważyć, że parametru λ nie podaje żaden producent tak dla paneli jak i dla elementów połączeniowych (gniazdo-wtyk w każdym panelu) oraz falowników a jest to kluczowy parametr do określenia niezawodności układu elektrownie słonecznej.

Intensywności uszkodzeń obiektów pracujących w innych warunkach są dziesiątki, a nawet setki razy większe, niż zbadane dla warunków laboratoryjnych. W zależności od warunków eksploatacji λ zwiększa się k razy.
Stąd istnieje konieczność wprowadzenia tego współczynnika k do podanych zależności.

Warunki eksploatacji	Wartość współczynnika k
– w laboratorium klimatyzowanym	1
– w urządzeniach naziemnych	10
– na statku	20
– w samochodzie	30
– w pociągu	40
– w hali zakładu produkcyjnego	50
– w samolocie	100
– w rakiecie	1000

Tab. 14.2. Wartości współczynnika k określające wpływ warunków pracy na intensywność uszkodzeń.

Podane w tablicy Tab. 14.2. wartości współczynnika k są uogólnione, ale wystarczająco dobrze przybliżają wpływ warunków pracy obiektu na jego niezawodność.

Czas eksploatacji każdego urządzenia elektroniczno-elektrycznego dzieli się na trzy okresy.
Początkowy, stosunkowo krótki okres związany jest z rozpoczęcia użytkowania danego urządzenia/obiektu, gdy mogą zostać ujawnione pewne słabsze fizycznie egzemplarze np. z jakimiś wadami materiałowymi lub nieprawidłowościami w technologii albo konstrukcji. Aby wyeliminować takie słabsze egzemplarze, producenci wyrobów mogą (lub wymusza to konkurencja na rynku) podejmować odpowiednie działania, zmierzające do skrócenia tego okresu i obniżenia wartości λ. Działania te określa się jako testy selekcyjne. Obejmują one m.in. wstępne obciążenie elektryczne (wygrzewanie wstępne - burn-in), cykliczne obciążanie mocą elektryczną, cykliczne zmiany temperatury otoczenia, wibracje, krótkotrwałe przeciążenia. Ten początkowy okres użytkowania jest nazywany również okresem adaptacji lub okresem "chorób wieku dziecięcego".

Poza okresem wstępnym, **występuje drugi znacznie dłuższy okres** w którym producenci mogą również znacząco wpływać na długość okresu praktycznego użytkowania, czyli na trwałość lub inaczej czas życia wyrobów.

Po nim rozpoczyna się 3. okres w cyklu eksploatacji wyrobów tzn. **okres ich zużywania się.**
Wtedy intensywność uszkodzeń zaczyna narastać w czasie.

Dla użytkowników różnych podzespołów, modułów, urządzeń i systemów elektronicznych najbardziej interesujące jest, jak będą zachowywać się te obiekty w 2. z wyróżnionych okresów, w przebiegu zmian intensywności uszkodzeń λ. Ten okres praktycznego użytkowania, następujący po stosunkowo krótkim okresie adaptacji, powinien być, ogólnie biorąc, dostatecznie długi i dostosowany do przeznaczenia wyrobu.
Obserwuje się najczęściej, że pojawiające się wówczas uszkodzenia występują stosunkowo rzadko i są wywołane przyczynami losowymi.

Podstawowym parametrem w przypadku obiektów nienaprawialnych jak panele PV jest średni (przeciętny) czas do wystąpienia uszkodzenia MTTF (mean time to failure). Jest to wartość przeciętna czasu do wystąpienia uszkodzenia danych wyrobów pracujących w określonych warunkach. Oszacowanie tego czasu wymaga zwykle kontroli znacznej liczby analizowanych wyrobów w stosunkowo długim czasie. Wartość liczbową MTTF uzyskuje się jako iloraz całkowitego czasu pracy analizowanych wyrobów T przez liczbę tych wyrobów N:

Podsumowując tych kilka uwag na temat niezawodności, **do których nie stosuje się żaden producent paneli PV, nie ujawniając żadnych danych, na ten, jakże ważny temat**, należy stwierdzić, że **nie ważna jest** :

„Średnia żywotność paneli szacowana jest na 25-30 lat. Trwałość w dużej mierze zależy od marki danego produktu, dlatego należy upewnić się, że moduł posiada niski współczynnik degradacji. Producenci deklarują, że po 25 latach użytkowania panele będą działać ze sprawnością 82-85%.”

ale ważna jest: niezawodność całej instalacji, średni czas między naprawami, średni koszt tych napraw, możliwość wymiany uszkodzonego panelu po 6, 9 czy 12 latach (musi być identyczny do zainstalowanych), koszt wymiany złączki DC ukrytej pod panelami zamontowanymi na styk (trzeba zdemontować połowę dachu w przypadku uszkodzenia złączki w centralnej części instalacji dachowej z powodu „braku dojścia”) etc.

Ważna jest stabilność prawa, które na razie czyni warstwą uprzywilejowaną prosumentów – patrz opisane 3 etapy rozdawnictwa.
Ale czy państwo polskie będzie sponsorowało fotowoltaikę chociażby przez 30 lat, tak aby zdążyli inwestorzy-prosumenci zamortyzować swoje nakłady?
Kto wśród tego szaleństwa legislacyjnego jest w stanie tym ludziom zagwarantować choćby 10 letni czas amortyzacji? NIKT!

To czy panel firmy SunPower będzie miał po 25 latach wydajność laboratoryjną 92,0% a panel firmy Trina Solar po 30 latach tylko 83,0% **nie ma żadnego znaczenia**. Żadnego!

To jest tylko propaganda, która emocjonalnie rozhuśtuje „inwestorów” aż do białej gorączki.
Jak wiadomo, wymaga ona przejaskrawiania płynących z PV korzyści, robienia – jak to się mówi – z igły wideł.

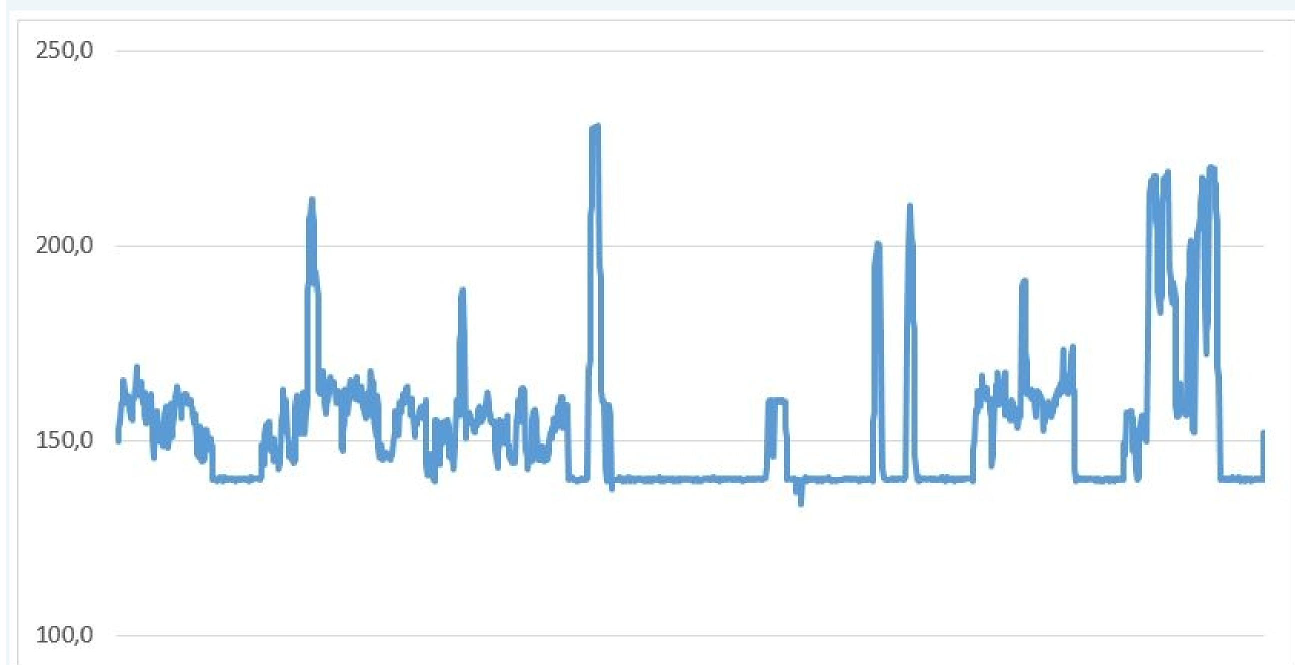
Tego, że to tylko nachalna propaganda - ma się rozumieć - powiedzieć nikomu wprost nie można, aby go nie spłoszyć i nie zniechęcić do sponsorowanego przez rząd szału inwestycyjnego w fotowoltaikę, w europejski „Zielony Ład”.

15. Trudna praca bloków węglowych z powodu 6 222,060 MW mocy zainstalowanej farm wiatrowych i 2 108,9 MW moc zainstalowanej źródeł fotowoltaicznych w krajowym systemie elektroenergetycznym

15.1. Będzie już tylko gorzej

Wygląda na to, że jest to już stan permanentny i można oczekiwać tylko pogorszenia. Kolejne moce energetyki odnawialnej – cały czas z pierwszeństwem w dostępie do sieci, będą zmuszały elektrownie do jeszcze większej regulacji (zmiany obciążeń w czasie pracy), a może i powodowały więcej odstawień.

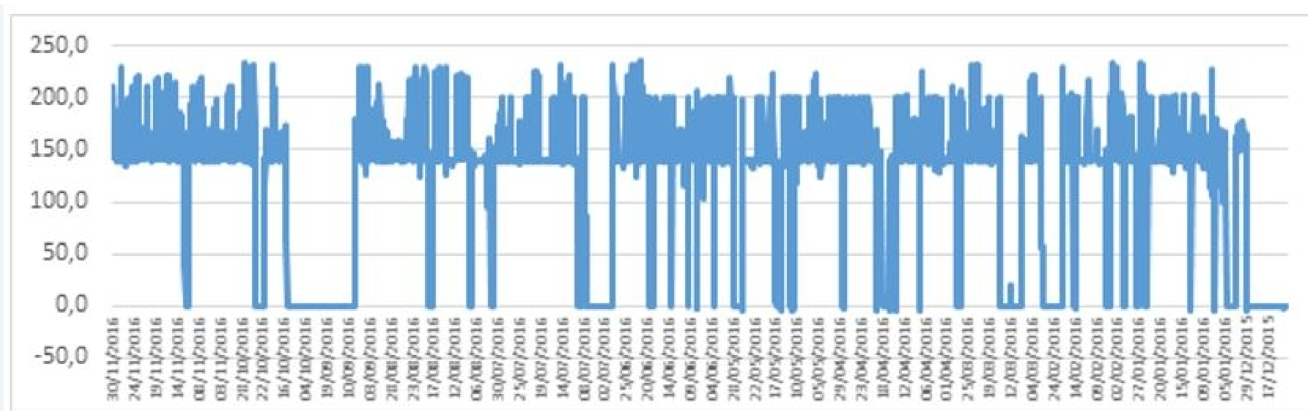
Polski system nie posiada właściwie typowych mocy regulacyjnych (poza elektrowniami szczytowo-pompowymi w bardzo ograniczonym zakresie). Całość zmian muszą przyjąć na siebie elektrownie węglowe. Będą się ścigać na coraz bardziej kurczącym się rynku i chwytać się kurczowo dodatkowych przychodów z regulacji, obniżać swoje minima techniczne i pracować coraz bardziej dynamicznie.
Tymczasem , jak pokazała już historia kotłów węglowych na samym początku ich powstania, są one elastyczne i regulacyjne, ale nie aż tak, żeby uczynić z tego ich podstawowy reżim pracy.
Elektrownie węglowe chciałyby produkować (o ile możliwe na nominalnym poziomie obciążenia) a jeśli mają ciągle zmieniać swoją moc i ciągle się zatrzymywać i uruchamiać – na pewno będą musiały też pracować bardziej awaryjnie.
Poniżej – tydzień bez odstawienia dla bloku 200 (225) pracującego w ARCM, ale jak widać przez większą część czasu musiał on pracować w okolicach minimum technicznego (140 MW) na niskich mocach a w krótkich okresach powyżej mocy nominalnej.
Jest to też wzorcowy przepis, na pracę, która doprowadzi do szybkiego zużycia materiałowego bloku węglowego, dla którego najlepszym trybem pracy, jest praca non-stop, z mocą nominalną 200 MW.



Rys. 15.1. Tydzień pracy bez odstawienia dla bloku 200 (225) pracującego w ARCM, ale jak widać przez większą część czasu musiał on pracować w okolicach minimum technicznego (140 MW) na niskich mocach.

Nikt nie przewidywał w okolicach roku 2000, że wszystko zmieni się tak diametralnie. Na początku przyszła liberalizacja rynku energii - koncepcja rynkowej sprzedaży, a nie centralnego sterowania produkcją.
Okazało się, że **nie ważne jak się produkuje, ale jak się sprzedaje**, wobec czego bloki energetyczne musiały się przystosować do wymogów kontraktów sprzedażowych - a więc **do różnego poziomu obciążenia i nawet odstawień**.
Dalej, jak w dobrym horrorze, **było już tylko straszniej i przyszła europejska polityka klimatyczna** (gdzie też nikt nie przypuszczał ze będzie aż tak „dekarbonizacyjna") i powolna, a następnie gwałtowana ofensywa „źródeł odnawialnych".

Idiotyczne wymagania dotyczące wprowadzania energii odnawialnej i preferencje (zarówno w formach subsydiowania np. zielonymi certyfikatami, a przede wszystkim w dostępie do sieci – obligatoryjny odbiór zielonej produkcji) skurczyły rynek i **gwałtownie zmieniły sposób pracy węglówek**.
Nagle okazało się, że takich bloków jest nawet „za dużo" (**poza kilkoma dniami największych obciążeń w mroźne zimowe dni lub w czasie ekstremalnie wysokich letnich upałów**), a na dodatek muszą pracować bardzo regulacyjnie (**właściwie na minimum technicznym w godzinach nocnych**), a **często nawet odstawiać się do stanu ciepłego na kilka, kilkanaście godzin a nawet na dni weekendowe lub świąteczne o małym zapotrzebowaniu**. Typowe obciążenie polskiego bloku energetycznego jest więc bardzo zmienne – poniżej wykres jednego z 200 MW (upgrade`owanego do 225 MW) w ciągu roku.



Rys. 15.2. Typowe - bardzo zmienne - obciążenie polskiego bloku energetycznego 200 MW z lat ’70 który w ciągu całego roku praktycznie nie pracuje z mocą nominalną najbardziej ekonomiczną i właściwą ze względu na zużycie i starzenie materiałów (upgrade`owanego do 225 MW).

Zarówno ilość rozruchów jak i intensywność zmian obciążenia (gradient zmian) są dużo większe niż dawniej. Elastyczność pracy staje się najbardziej wymaganym parametrem. **Wobec coraz większej ilości energii z wiatru (w niektóre wietrzne dni) wymagane jest coraz niższe zejście z mocą w nocy oraz jak najszybsze podjazdy** (za którą to regulacyjność płaci operator systemu).

W PRL-owskiej energetyce, proces produkcji energii w dużych blokach uważano raczej za stosunkowo stały, samo **uruchomienie kotła energetycznego (ze stanu zimnego) trwa około 10-12 godzin**, bo niemożliwe jest szybkie nagrzanie metalowych elementów grubościennych, więc **raczej próbowano racjonalnie produkować energie (po uruchomieniu) już w sposób ciągły i zwykle na jednym, wysokim poziomie obciążenia**. Taki (znamionowy, na 100%) wysoki poziom pracy kotła (i bloku energetycznego z kotłem pyłowym) jest zwykle optymalny sprawnościowo, aczkolwiek da się zmieniać moc i zakres regulacyjności tego typu bloków do ok. 55-100% obciążenia (**zejść jeszcze poniżej 55% nie jest łatwo z uwagi na problemy ze stabilnym spalaniem w kotle**).

Co z tego wynika? Ano to, że bez zasobów mocy szczytowej i regulacyjnej, nowe, węglowe jednostki zostaną poprzez niewłaściwą pracę (dynamiczne „bujanie” mocą bloku wielkiego bloku 1000 MW = zmęczenie materiałów) szybko postarzone zmęczeniowo i wszyscy będziemy płacić w przyszłości wielkie koszty remontowe w bieda-domowych-fakturach za energię elektryczną - tak jak już płacimy daniny na prosumentów (patrz . opisane wcześniej „Socjalistyczne metody wcielania energetyki fotowoltaicznej – dwuetapowy plan”).

Kiedy w PRL budowano większość tych elektrowni węglowych, to nikt nie zdawał sobie sprawy z tego, że bloki trzeba będzie zatrzymywać z innych powodów niż stany awaryjne i remonty a jedyne regulacje jakie zakładano to „zjazd” na niższe obciążenia w części bloków podczas tzw. doliny nocnej.
I pomyśleć, że ideowi komuniści - z często zakrwawionymi rękami - lepiej rozumieli energetykę i przynajmniej nie wtrącali się w pracę inżynierów i techników. Pozwalali działać na tym polu fachowcom. Dziś byle kto po Akademii Pierwszomajowej czy Wyższej Szkole gotowania na Gazie uważa, że pozjadał wszystkie rozumy, choć tak naprawdę, nie ma o tych sprawach zielonego pojęcia.

Za ileś lat okaże się że wiatraki i fotowoltaika doprowadziła do przedwczesnego zużycia ostatnie bloki węglowe i nie ma kto „magazynować” nadwyżek energii wg wymysłów idiotycznej ustawy o OZE i tych ignorantów od „Zielonego Ładu”.

16. Skąd się wzięło to socjalistyczne wiatrakowo-fotowoltaiczne szaleństwo?

16.1. Konkluzje BAT

Za Słownikiem Języka Polskiego:

konkluzja ‹niem. Konklusion, fr. conclusion›
1. książk. «**wynik rozumowania**; wniosek»
○ Logiczna konkluzja.
○ Dojść do konkluzji.
◇ fraz. W konkluzji «na zakończenie, w zakończeniu, ostatecznie»
2. log. «zdanie będące wynikiem wnioskowania, uznane na podstawie innych zdań»
3. praw. «sformułowanie żądania strony w procesie, wniosek strony»
○ Powiedzieć, zażądać w konkluzji.
4. szt. «w XVII–XVIII w.: napis na trumnie zawierający ostatnią sentencję mowy pogrzebowej, często z portretem zmarłego, jego herbem, umieszczany zwykle na tkaninie»
ż I, DCMs. ~zji; lm D. ~zji.

Jak nas informuje w imieniu Komisji Europejskiej niejaki Karmenu Vella (ur. 19 czerwca **1950** w Żurrieq) – maltański polityk, inżynier i menedżer, były minister w różnych resortach, **działacz Partii Pracy**, wieloletni deputowany krajowy, członek Komisji Europejskiej, który **ukończył architekturę i inżynierię lądową** a Uniwersytecie Maltańskim, uzyskał również **magisterium z zarządzania turystyką** na Sheffield Hallam University a praktykował jako architekt i inżynier w ramach własnej działalności, w wieku 23 lat **1973 został dyrektorem Mid-Med Banku**, a rok później dyrektorem zarządzającym przedsiębiorstwem maltańsko-libijskim.
W 2001 powierzono mu stanowisko prezesa wykonawczego w kompanii Corinthia Hotels International, **kierował również innymi przedsiębiorstwami branży budowlanej i turystycznej**. Jednocześnie **zaangażował się w działalność polityczną w ramach Partii Pracy**.
W **1976** po raz pierwszy uzyskał mandat posła do Izby Reprezentantów. Z powodzeniem ubiegał się o reelekcję w kolejnych wyborach w 1981, 1987, 1992, 1996, 1998, 2003, 2008 i 2013. W latach 1981–1983 sprawował urząd **ministra robót publicznych**, od 1984 do 1987 był **ministrem przemysłu**. W latach 1996–1998 w gabinecie Alfreda Santa i ponownie w okresie 2013–2014 w rządzie Josepha Muscata zajmował stanowisko **ministra turystyki**. W drugim przypadku odszedł w związku z ogłoszeniem jego kandydatury na nowego maltańskiego członka Komisji Europejskiej. Uzyskał nominację (od 1 listopada 2014) **na komisarza ds. środowiska, gospodarki morskiej i rybołówstwa w Komisji Europejskiej**, na czele której stanął Jean-Claude Juncker.

Ze strony en.wikipedia.org dowiadujemy się o tym socjaliście **zasiadającym na wielu stołkach na zakładkę**, że:
"*Labour Party - Karmenu Vella has had a long and distinguished service in the Labour Party of Malta.
He started with the Labour Party in 1968 as a member of the National Executive Committee of the Labour Youth Movement and later a member of the International Union of Socialist Youth(IUSY).*"

(moje tłumaczenie: Partia Pracy - Karmenu Vella miał długą i wyróżniającą się wysługę w Partii Pracy na Malcie. Zaczął w Partii Pracy w **1968** r. Jako **członek Krajowego Komitetu Wykonawczego Ruchu Młodzieży Pracy**, a później **członek Międzynarodowego Związku Młodzieży Socjalistycznej** (IUSY).

Ta jego kariera jak widać lepsza niż w komedii Stanisława Barei z 1972 "Poszukiwany, poszukiwana" gdzie to padają słynne słowa: „***Z zawodu mój mąż jest dyrektorem***" jak to poinformowała znudzonym głosem gosposię Marysię jej chlebodawczyni.
On także:
- 2013 - 2014: Minister Turystyki
- 2011 - 2013: Wiceminister ds. Finansów
- 1998 - 2011: Wiceminister Turystyki
- 1996 - 1998: Minister Turystyki
- 1987 -1996: Wiceminister Turystyki
- 1984 - 1987: Minister Przemysłu
- 1981 - 1983: Minister Robót Publicznych
- 1976 -: poseł do parlamentu

W 1973 roku rozpoczął własną prywatną praktykę jako architekt i inżynier budownictwa, w tym samym roku został mianowany dyrektorem do 1976 roku w Mid Med Bank - Malta. W **1974** r. Dołączył do Libyan Arab Maltese Holding Company jako jej dyrektor zarządzający do 1981 r. **W tym okresie pełnił również funkcję dyrektora w wielu spółkach zależnych firmy**, w tym: Mediterranean Aviation Co Ltd., Medelec Switchgear Co Ltd., Mediterranean Power Electric Co Ltd., Rotos Ziraiya Pumps Co Ltd. i Plastic Processing Co Ltd.
I to jeszcze nie wszystko. Tu całość: https://carloscoelho.eu/img/site_8/dossiers/647/18/cv.pdf

Tak naprawdę to w 1973 został dyrektorem brytyjskiego HSBC Malta który doprowadził w 1975 do nacjonalizacji i to wtedy dopiero powstała nazwa Mid-Med Bank.
Z kolei historia HSBC Malta sięga momentu rozpoczęcia działalności na Malcie przez Anglo-Egyptian Bank (założony w 1864 r.), Który połączył się z National Bank of South Africa i Colonial Bank (założony w 1836 r.), Aby przekształcić się w Barclays Bank Dominion Colonial Overseas w 1925 r. Barclays przejął Colonial Bank, kiedy w 1918 roku przejął London Provincial i South Western Bank. W 1954 roku bank skrócił swoją nazwę do Barclays Bank DCO. aw 1971 roku stał się Barclays Bank International. W 1975 r. Rząd Malty znacjonalizował działalność Barclays Bank International na Malcie i przemianował go na Mid-Med Bank, wykonując w 1979 r. Opcję nabycia pozostałych udziałów Barclays w Mid-Med.

Ktoś zapyta, po co to wszystko i co to ma wspólnego, z tym opracowaniem o wiatrakach i PV?

Odpowiem: cały powyższy wywód z życiorysu jest po to, aby pokazać jacy to ludzie decydują o energetyce w Polsce.
Ten Członek Komisji UE, to wybitnie utalentowany socjalista - jak widać z przebiegu jego od początku błyskotliwej kariery - zanim zakończył swoje socjalistyczne urzędowanie wraz z całą KE **w 2019 podpisał dokument opublikowany w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej L 212/1 jako „Akt o charakterze nieustawodawczym" pod nazwą**:

> **DECYZJA WYKONAWCZA KOMISJI (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE**

i skierował do państw członkowskich, do wykonania. Patrz dokument na rządowej stronie:
https://ekoportal.gov.pl/fileadmin/Ekoportal/Pozwolenia_zintegrowane/konkluzje_BAT/Decyzja_Komisji_Europejskiej_z_dnia_31_lipca_2017_r.__ustanawiajace_Konkluzje_BAT_dla_duzych_obiektow_energetycznego_spalania.pdf

Co mamy w tym dokumencie, poza zaciskaniem pętli na polskiej energetyce węglowej czyli na gardłach nic o tym niewiedzących gardłach Polaków?
Tam mamy takie kwiatki typu: *„paliwa stałe np. węgiel kamienny, węgiel brunatny, torf jak i za paliwa gazowe np. gaz ziemny, gaz zawierający wodór*" są traktowane jednako, co znaczy, że KE niepomna jest na to, że **gaz ziemny i wodór spalają się do czystej wody i nie trują czego dowodem są miliardy kuchenek gazowych zainstalowanych w mieszkaniach na całym świecie**.

Są tam jeszcze w tym „dokumencie" pt. „Konkluzje BAT" tysiące parametrów których nie można przekroczyć, ale co ciekawe to napisano jak wół, że: „*Techniki wymienione i opisane w niniejszych konkluzjach BAT* ***nie mają ani nakazowego, ani wyczerpującego charakteru****. Dopuszcza się stosowanie innych technik, o ile zapewniają co najmniej równoważny poziom ochrony środowiska*.".

Przejdźmy zatem to tego „źródła prawa" z teatrzyku „piątej klepki".

16.2. Konkluzje BAT w opinii profesjonalistów

Żeby nie było, że są to moje wymysły, to zacytuję artykuł opublikowany w nr 7/2017 dwumiesięcznika "Energetyka Cieplna i Zawodowa" autorstwa Michała Jabłońskiego (inż. ochrony środowiska, legitymującym się dyplomem SGGW) z Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie, i Zastępcą Dyrektora ds. Ochrony Środowiska w Towarzystwie Gospodarczym Polskie Elektrownie żeby nie było, że to tylko ja mam takie cierpkie uwagi na temat „Konkluzji BAT":

„Aby dobrze zrozumieć, czym są konkluzje BAT, musimy się cofnąć do lat 90. Wtedy to, wraz z rosnącą świadomością ekologiczną, w Unii Europejskiej postanowiono uregulować aspekt środowiskowy funkcjonowania dużych instalacji przemysłowych. W 1996 roku weszła w życie dyrektywa w sprawie zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli (IPPC), która wprowadziła pozwolenia zintegrowane, których wymagania powinny opierać się na najlepszych dostępnych technikach (BAT) opisanych w BREF, dokumencie obszernym, ***mającym charakter raczej podsumowania technik ochrony środowiska z danej branży niż aktu prawnego (którym nie był i nie jest).***
To z nich organy ochrony środowiska powinny czerpać wiedzę, umożliwiającą ustalanie warunków funkcjonowania danego zakładu. Natomiast sam BREF powstawał w tzw. procesie sewilskim – powołane w tym celu Biuro IPPC w Sewilli stworzyło Techniczną Grupę Roboczą (TWG), w skład której wchodzić mieli eksperci z krajów członkowskich, przemysłu i organizacji pozarządowych. Bazując na rzeczywistych danych
z europejskich instalacji, ***mieli w sposób apolityczny ustalić, jakie poziomy emisji są możliwe do osiągnięcia i do czego powinien przemysł dążyć****.*
Tak jak wspomniano wyżej – były to wskazówki i wytyczne – a nie wymagania do obligatoryjnego spełnienia.

Zmieniła to dopiero dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych (IED), która wprowadziła mechanizm polegający w dużym uproszczeniu na wykorzystaniu fragmentu BREF, zawierającego podsumowanie poziomów emisji wynikających z analizowanych technik i nadaniu mu rangi aktu prawnego – wiążącego dla danej branży.

Teoretycznie więc wymagania, które są zawarte w tym dokumencie – konkluzjach BAT – powinny bazować na zebranych danych oraz ich ocenie przez ekspertów technicznych. Zatem nie powinno być istotnych problemów z ich dotrzymaniem. ***Tak niestety nie jest****.*

Po pierwsze – ekonomia

Ten aspekt, mimo zawarcia w definicji techniki BAT odniesienia do jej dostępności, nie był w ogóle brany pod uwagę*.* ***Są sytuacje, w których mimo teoretycznej dostępności danej techniki na rynku, nie da się jej zastosować w istniejących obiektach ze względu na ograniczenia techniczne i ekonomiczne. Doskonałym przykładem są tutaj źródła szczytowe, czyli przeznaczone do pracy poniżej 1500 h/rok.*** *Mimo że część wymagań jest dla tej kategorii źródeł złagodzona, nadal są one zbyt wyśrubowane – trzeba pamiętać, że taka jednostka (lub jej oznaczona część) musi przez te dwa miesiące pracy zarobić na siebie i na ewentualne modernizacje, które są niezbędne do dotrzymania nowych poziomów. W trakcie prac TWG zaproponowano zróżnicowanie wymagań dla źródeł pracujących poniżej 5000 h/rok,* ***niestety propozycja ta nie została uwzględniona****.*

Musimy pamiętać, że zmieniający się rynek energii (m.in. rosnący udział nieregulowanych OZE) oraz wymaganie, aby na noc jednostki były odstawiane, będzie miał istotny wpływ na ekonomikę możliwości modernizacyjnych. ***Nie wspominając o środowiskowym aspekcie częstych rozruchów i zatrzymań – są to warunki działania inne niż normalne (tzw. ONTOC), w trakcie których wymagania emisyjne nie obowiązują w związku z brakiem możliwości poprawnego działania urządzeń oczyszczania spalin. A to tony siarki i pyłu wprowadzanych wprost do środowiska****.*

Po drugie – głosowania polityczne zamiast dyskusji technicznej

W przypadku prac TWG w Sewilli zawsze podkreślany jest aspekt techniczny tego procesu. Natomiast należy zwrócić uwagę, że często – zwłaszcza w sytuacjach politycznie drażliwych – proces techniczny jest zastępowany przez politykę. ***Anegdotyczny jest już przypadek, w którym jeden z krajów mocno zabiegający o zaostrzenie emisji dla danej branży przemysłowej, zapytany, ile właściwie tego typu zakładów jest u niego zlokalizowanych, odpowiadał z rozbrajającą szczerością, że w zasadzie to nie ma żadnego, ale jego „green industry" z chęcią zarobi na modernizacjach****.*

Nie tak kontrowersyjna, ale mimo wszystko podobna sytuacja miała miejsce w pracach nad wymaganiami dla węgla brunatnego*.* ***Praktycznie wszystkie kraje, w których takie obiekty są eksploatowane, wskazywały na nieprawidłowe określenie poziomu emisji NOx, które celowo wymuszają olbrzymie inwestycje w skali podsektora przy stosunkowo niewielkiej korzyści dla środowiska****.* ***Niestety, kraje te zostały potraktowane jak mniejszość podczas głosowania i pozostało im jedynie zgłosić zdanie odrębne (tzw. split view), będące formą protestu****.* ***O ustaleniu wymagań dla węgla brunatnego zdecydowało kilka aktywnych krajów (i eksperci NGOs) oraz milcząca większość, której sprawy węgla brunatnego zwyczajnie nie interesują.***

Po trzecie – ważne jest to, czego nie ma

Teoretycznie konkluzje BAT są proste w użyciu – odnajdujemy swoją instalację w tabelce, ze względu na jej moc, paliwo lub technikę – i mamy poziom, który musimy dotrzymać. Ale oczywiście diabeł tkwi w szczegółach. ***Analizując zapisy,***

znajdujemy mnóstwo niejasności, które wymagają interpretacji *– a nie znając kulisów czy też szerszego kontekstu, może być o to trudno.*
Pierwszą, najważniejszą są zakresy poziomów emisji BAT (tzw. BAT-AELs) – czy trzeba dotrzymywać wartość górną czy dolną?
Tutaj na szczęście polski ustawodawca definiując graniczną wielkość emisji, zdecydował, że chodzi o górną. *Podobnie w kwestii uznania instalacji za nową lub istniejącą (wg definicji – liczy się data uzyskania pozwolenia) – ale czy chodzi o pozwolenie emisyjne/zintegrowane czy też na budowę? Czy musi być ostateczne? Tutaj Ministerstwo Środowiska nie ma możliwości regulacji ustawowych – wydaje jedynie interpretacje. Akurat w tej sprawie wiadomo, że chodzi o pozwolenie emisyjne, a przesądza data wydania decyzji (niektóre pozwolenia zintegrowane nie stały się jeszcze ostateczne od 2015 roku, wskutek przeciągających się odwołań…).*

Generalnie w konkluzjach BAT panuje zasada – jeśli nie ma w nich konkretnego zapisu i nie da się wysnuć sposobu postępowania z zapisów np. dyrektywy IED – kraje członkowskie mają swobodę w interpretacji niejasności. Część z tych wątpliwości zostało już zauważone przez resort środowiska i stosowne interpretacje powstały lub powstaną w najbliższej przyszłości – idą one raczej w stronę urealnienia nowych wymogów, co jest korzystne dla energetyki – o ile inne regulacje (np. wspomniane IED) na to pozwalają.”

Znaczy to, że **wszystko co robi polski rząd, poprzez niszczenie górnictwa i energetyki węglowej, która jest podstawą w zaopatrzeniu Polaków w energię elektryczną, robi to na ochotnika respektując ten „dokument” który jest snem wariata**.

16.3. Ostrzeżenie (subtelne i taktowne) Najwyższej Izby Kontroli o katastrofie niedoboru mocy w konsekwencji wdrożenia Konkluzji BAT

Najwyższa Izba Kontroli w grudniu 2019 r. oceniła inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012–2018.
Była to inicjatywa NIK na podstawie sugestii sejmowej Komisji do Spraw Energii i Skarbu Państwa, gdzie poddano ocenie:

„Ustalenie czy odbiorcy będą mieli zapewnione ciągłe dostawy energii elektrycznej biorąc pod uwagę planowane wyłączenia przestarzałych jednostek wytwórczych.
Likwidacja w latach 2020–2035 bloków wytwórczych wybudowanych w latach siedemdziesiątych nie spełniających wymogów BAT (ok. 14,7 GW).
Rezygnacja w latach 2010–2014 z kluczowych 10 inwestycji energetycznych z powodu zbyt istotnego ryzyka regulacyjnego i cenowego.
Deklaracja inwestorów podjęcia w latach 2014–2028 budowy nowych źródeł o mocy 10,5 GW, za ok. 54 mld zł oraz modernizacji bloków, która wymaga nakładów na poziomie ok. 12 mld zł

Stwierdzony stan – ***brak aktualnej polityki energetycznej****.*
Minister Energii nie opracował polityki energetycznej państwa w terminie określonym w art. 15 ust. 2 Prawa energetycznego (co 4 lata).
-Do dnia zakończenia kontroli PEP2040 nie została przyjęta. Minister Energii nie opracował też innych dokumentów określających strategię rozwoju mocy wytwórczych.
-Projekt PEP2040 zakłada wdrożenie energetyki jądrowej w 2033 r. oraz zmniejszenie do 60% udziału węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w 2030 r..
-Projekt PEP2040 jest mało ambitny w porównaniu z założeniami Pakietu zimowego UE.
-Pakiet zimowy wprowadza także normę ograniczającą w praktyce możliwość wsparcia po 2025 r. dla źródeł energii o emisyjności powyżej 550 gCO_2/kWh. ***Normy takiej nie spełnia obecnie żadna polska elektrownia na węgiel kamienny lub brunatny.***

Stwierdzony stan – ryzyko niedoboru mocy
W latach 2017–2035 wystąpi ryzyko poważnego niedoboru wymaganej nadwyżki mocy, a następnie także niedoboru mocy, dostępnej w ramach krajowych zasobów wytwórczych*. PSE będzie korzystało z instrumentów takich jak:*
- uruchamianie dodatkowych mocy pracujących jako źródła szczytowe
- pozyskanie odpowiednich wolumenów usługi redukcji zapotrzebowania na moc
- import energii z zagranicy

Stwierdzony stan – zapotrzebowanie na nowe moce wytwórcze.
Według prognozy PSE na lata 2017–2035 przy scenariuszu modernizacyjnym całkowite zapotrzebowanie na nowe zdolności wytwórcze w perspektywie do 2035 r. wyniesie około 22 GW, a w scenariuszu wycofań nawet około 28 GW*.*

Stwierdzony stan – niestabilne otoczenie gospodarcze i brak instrumentów wsparcia dla inwestycji
- Niesprzyjające otoczenie gospodarcze dla inwestorów w związku z niskimi cenami hurtowymi energii elektrycznej, ***rosnącymi cenami za uprawnienia do emisji CO_2*** *oraz niekorzystnymi cenami surowców energetycznych.*
- ***Brak ciągłości wdrażania instrumentów wsparcia inwestycji w konwencjonalne źródła skutkowało wycofywaniem się z realizacji 12 inwestycji****.*
- Rynek mocy poprawił wskaźniki opłacalności ekonomicznej inwestycji, a ceny z pierwszych aukcji były wyższe od oczekiwanych przez rynek. Ponieważ mechanizm ten dotyczy sprzedaży energii od 2021 r., obecnie nie można ocenić jego skuteczności.
- Opóźnione wprowadzenie nowego mechanizmu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji
- ***Antywęglowa polityka instytucji kapitałowych i problemy z zapewnieniem finansowania Ostrołęki C***
- Wysokie koszty dostosowania instalacji bloków energetycznych do wymogów BAT około 2,6 mld zł.”

tu całość: https://www.nik.gov.pl/plik/id,21636,vp,24285.pdf

Tyle z notatki NIK która prognozuje KATASTROFĘ i potwierdza, że ten cały BAT, to faktycznie bat, ale pomyślany na d... Polski i Polaków..

W „WYMIANA TRANSGRANICZNA ENERGII ELEKTRYCZNEJ - NAJWAŻNIEJSZE UWARUNKOWANIA” autorstwa PSE S.A. z WRZESIEŃ 2020 stoi jak wół:
„Historycznie Polska była eksporterem energii elektrycznej netto. ***Obecnie, przede wszystkim z uwagi na obciążenia związane z ceną uprawnień do emisji CO2, Polska stała się importerem netto. W 2019 roku import handlowy netto sięgnął ok. 10,4 TWh. W pierwszej połowie 2020 roku wyniósł 6,4 TWh****.”* Źródło:
https://www.pse.pl/documents/20182/336353833/PSE-wymiana_transgraniczna_energii_elektrycznej-najwazniejsze_uwarunkowania.pdf
Patrząc na obecne działania Niemców wobec Polski, dopiero rozumiemy jak głupi był kanclerz Adolf Hitler. Nie rozumiał, że podbić Polskę i rzucić ją na kolana można bez jednego wystrzału. Wystarczy mieć Komisją Europejską i mieć nad nią władzę.

16.4. Sensacyjna sprawa supernowoczesnego, nadkrytycznego bloku węglowego 1000 MW Ostrołęka C jest konkluzją (wynikiem rozumowania) BAT

Sprawność podobnego bloku 11 w Kozienicach równa jest brutto/netto 48,9 % / 45,6 % (dla porównania, blok jądrowy z reaktorem PWR III generacji, ma sprawność tylko 36 %).

„Ostrołęka C" miała być potężną i supernowoczesną elektrownią, na parametrach nadkrytycznych, o mocy 1000 MW, a koszty jej budowy szacowano na 6 miliardów złotych. Oddanie do eksploatacji planowano na 2024 rok.
„Budowa dużego, stabilnego źródła wytwórczego w północno-wschodniej Polsce ma istotne znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego oraz rozwoju gospodarczego zarówno dla tego regionu, jak i dla całego państwa. We wschodniej Polsce to pierwsze od 30 lat tak duże przedsięwzięcie" – wychwalał w 2018 roku ówczesny minister energii Krzysztof Tchórzewski
(**i miał rację – uzup. autora**).



Rys. 16.1. Tak miał wyglądać supernowoczesny o **48,9 % / 45,6 %** sprawności trzeci blok w Elektrowni Ostrołęka nazwany roboczo „Ostrołęka C". Na węglowy projekt budujące go spółki wydały około miliarda złotych. (tak nawiasem to na tej prezentacji z 180 m chłodni kominowej wydobywa się krystalicznie czysta para wodna a nie jak sugeruje wszędzie wszelka zielona swołocz – DYM. Czysta para wodna a nie dym!)

Zacznijmy od historii. W 2018 r. rozpoczęto inwestycję nowego „bloku C" o mocy 1 000 MW w elektrowni w Ostrołęce. Finalnie, jak podaje organ kontrolny w raporcie NIK, 12 lipca 2018 roku Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. podpisała kontrakt na budowę Elektrowni Ostrołęka C o mocy 1000 MW z konsorcjum spółek: GE Power sp. z o.o. i Alstom Power Systems SAS. Wartość oferty konsorcjum to **5,049 mld zł netto**, czyli **6,023 mld zł brutto.**
Jest to więc identyczny koszt, jak za blok węglowy w Kozienicach o mocy 1075 MW, zbudowano w 2017 roku za 6,4 mld zł, czy blok węglowy w Bełchatowie o mocy 858 MW zbudowano w 2011 roku za 5,4 mld zł. Podobnie było z supernowoczesnymi blokami **Opole 2x 900 MW (sprawność ogólna: netto 45,59 %) czy Jaworzno 910 MW**.
Zaczęło się więc bardzo uczciwie.

Co się zatem stało, że minister Jadwiga Emilewicz powiedziała, że to nie wystarczy, że trzeba o ponad 60% podnieść koszt tej inwestycji, do prawie 9 mld zł.

W grudniu 2019 roku minister rozwoju Jadwiga Emilewicz na łamach portalu Gazeta.pl, powołując się na opinie ekspertów, stwierdziła, że koszty budowy elektrowni z poziomu 6 mld wzrosną do kwoty 8-9 mld zł.
Jak zaznaczyła, wzrost finansowania jest związany z unijną polityką klimatyczną, która dąży do odchodzenia od węgla.

Widać muszą miliony Polaków ucierpieć, bo „unijna polityka klimatyczna **dąży** do odchodzenia od węgla". Czyż to nie jest największy słyszany idiotyzm od czasu Potopu, 4 364 lata temu?

„Minister rozwoju Jadwiga Emilewicz w porannej rozmowie portalu Gazeta.pl została zapytana o budowę elektrowni Ostrołęka C. Wieści nie były optymistyczne - według niej, budowa nie zamknie się we wcześniej przewidzianej kwocie 6 miliardów złotych. Będzie dużo drożej.
*- **Eksperci wskazują**, że **koszt budowy bloku energetycznego Ostrołęka C nie zamknie się w 6 mld zł, trzeba go dziś szacować na 8-9 mld zł - powiedziała Jadwiga Emilewicz. Jak dodała, projekt budowy może wymagać korekty, co związane jest z unijną polityką klimatyczną**."*
Tu źródło:
https://www.eostroleka.pl/elektrownia-ostroleka-c-drozsza-niz-zakladano-koszt-8-9-miliardow-zlotych,art75322.html

*„Szefowa resortu rozwoju zwróciła uwagę, że koszt budowy nowego bloku opalanego węglem, będzie wyższy niż wcześniej planowano. "**Wszyscy eksperci mówią**, na 6 mld zł zapewne się nie skończy. **Powinniśmy dzisiaj szacować to na ok. 8-9 mld zł**" - powiedziała.*

Przypomniała, że w ubiegłym tygodniu Europejski Bank Inwestycyjny (EBI) zdecydował, że nie będzie finansował inwestycji opartych na paliwach kopalnych, w tym również na gazie.”
Tu źródło:
https://www.pb.pl/emilewicz-koszt-budowy-ostroleki-c-trzeba-teraz-szacowac-na-8-9-mld-zl-976737

Na ludzki rozum, to znaczyło, że Polska w związku z unijną polityką klimatyczną, która dąży do odchodzenia od węgla ma dosł. „wypierdolić w błoto” na Ostrołęka blok C dodatkowe 3 mld. zł czyli 50 % inwestycji – bo w imieniu Komisji Europejskiej, niejaki Karmenu Vella – człowiek o stu twarzach i zawodach – podesłał polskiemu rządowi „Akt o charakterze nieustawodawczym”, wskazówki i wytyczne Unijnej KE pt. „Konkluzje BAT”.

Dalej na ten temat mamy:
*„W reakcji na to, z interpelacją do prezesa Rady Ministrów zwróciła się posłanka Koalicji Obywatelskiej Agnieszka Pomaska, pytając między innymi: Czy rząd rozważa możliwość wycofania się z budowy elektrowni Ostrołęka C? **Na czym mają polegać korekty planu budowy Ostrołęki C w związku z unijną polityką klimatyczną**? W odpowiedzi na interpelację Minister Aktywów Państwowych Jacek Sasin wskazał, że polska strategia klimatyczno-energetyczna w perspektywie do 2040 roku została przedstawiona w Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 (KPEiK) (***strategia likwidacji prawie całej energetyki węglowej – uzupełnienie autora***).*
Z dniem 18 grudnia 2019 roku został on przyjęty przez Komitet do Spraw Europejskich i 30 grudnia 2019 roku został przedłożony Komisji Europejskiej.
W dokumencie tym blok 1000 MW w Ostrołęce wskazany jest jako ostatnia konwencjonalna jednostka wytwórcza na węgiel kamienny budowana w Polsce.”

Budowę Ostrołęki C przerwano po wykonaniu przez Generalnego Wykonawcę **prac specyficznych i wyłącznie dedykowanych pod ten właśnie blok i zwykłym kłamstwem jest wmawianie Polakom, że zostanie wybudowany tam blok gazowy**.
Pod blok gazowy trzeba będzie skuć i utylizować wszystkie wykonane fundamenty i odtworzyć grunt, co znowu będzie kosztowało niewiele mniej jak ta rozpoczęta i dosyć zaawansowana budowa, bo:
„Zgodnie z odpowiedzią ministra Sasina: Wartość zrealizowanych i opłaconych według stanu na 31 stycznia 2020 roku odcinków realizacji wynoszą 252,5 mln zł netto (tj. 5% wartości kontraktu).
W zakresie prac budowlanych realizowanych przez Generalnego Wykonawcę, zostały wykonane głębokie wykopy pod fundamenty głównych urządzeń (turbozespół, kocioł, chłodnia kominowa). (…) Prowadzono prace fundamentowe w zakresie budynku maszynowni (zakończono betonowanie płyty) oraz kotłowni (zakończono prace zbrojarskie). Zostały wykonane ściany pylonów budynku kotłowni, rozpoczęto montaż prefabrykowanych klatek schodowych w pylonach. Wykonano fundament chłodni kominowej oraz rozpoczęto montaż belek wieńca startowego chłodni.”

Wróćmy jednak do minister rozwoju Jadwigi Emilewicz.
3 września 2020 minister Emilewicz powiedziała: ***Wydobywanie węgla w UE i Polsce “traci racjonalność ekonomiczną***”.

Tak nawiasem, to skąd absolwentka Instytut Nauk Politycznych, Jadwiga Emilewicz, może mieć taką typowo inżynierską wiedzę? Tu część zasobów w Bibliotece INPiSM, jej Wydziału, na UJ: https://inp.uj.edu.pl/biblioteka/nowosci gdzie od samych niektórych tytułów można się porzygać.

Chyba potwierdzają powyższą uwagę słowa Minister Emilewicz, skoro przyznała, że:
„transformacja energetyczna Polski jest warunkiem sine qua non rozwoju i konkurencyjności polskiej gospodarki. Dodała, że transformacja energetyczna to bezpieczeństwo i większa odporność na kryzysy polskiej gospodarki oraz poprawa jakości życia”.
Tak więc wg niej, likwidacja pewnej i taniej energetyki polskiej opartej na rodzimym węglu „***jest warunkiem sine qua non rozwoju i konkurencyjności polskiej gospodarki***”
„sine qua non” – znaczy warunek konieczny, nieodzowny, konieczne i niezbędne działanie.

„Ponadto dodała też, że inwestycje w kopalnie węglowe są coraz trudniejsze do zrealizowania z powodu polityki klimatycznej UE i jej strategii finansowania paliw kopalnych.”

Dalej na ten temat mamy:
“*Musimy sobie zdawać sprawę, że na inwestycje w szeroko rozumiane paliwa kopalne, **finansowania w Europie w ciągu najbliższych 20-30 lat nie będzie można znaleźć**. Więc to będzie musiało być finansowanie, jeśli w ogóle, realizowane komercyjne*” – stwierdziła Minister Rozwoju, Jadwiga Katarzyna Emilewicz z domu Szyler.

A ja dodam: - tak, nie będzie można znaleźć, nawet w Polsce, skoro rząd wydał w kilka miesięcy ponad 100 mld. zł na nieistniejącą pandemię, z której prezydent Łukaszenka tak się naśmiewał, że aż mu (ci sami?) zrobili majdan.
I już się nie śmieje z „pandemii”, tylko pałuje demonstrantów, z których żaden nie ma maseczki (i nikt nie umiera!).

Za te rozesrane - na wydumany COVID - 100 mld. zł **można było wybudować i zmodernizować 20 000 MW mocy wytwórczych** opartych na polskim węglu, **czyli odnowić całą polską energetykę na kolejne 50 lat jej efektywnej pracy ze sprawnością brutto/netto 48,9 % / 45,6 % a więc ze sprawnością o 35,83 % większą, niż mają najnowocześniejsze elektrownie jądrowe (36 %)**.

Dalej na ten temat mamy:
"*W ciągu najbliższych lat na pewno* ***będziemy się mierzyć też z kolejnym impulsem cenowo – energetycznym, czyli z rosnącą ceną uprawnień do emisji*** CO_2.
Przypomnijmy, dziś to jest 25 euro za tonę. ***Szacunki na lata kolejne to jest zwiększenie tej kwoty dwukrotnie***" – dodała minister rozwoju Emilewicz. Tu źródło: https://300gospodarka.pl/live/kopalnia-zloczew-jadwiga-emilewicz-przedstawia-energetyka

Jakby tego było mało to minister rozwoju Jadwiga Emilewicz decydująca na całe dekady (dziesięciolecia) o losie Polski i Polaków ujawniła całą prawdę - i swoje głębokie przemyślenia - na temat „Zielonego Ładu" i losu Polski i Polaków w wywiadzie:



Rys. 16.02. Posłuchaj i obejrzyj: „Dlaczego Polska musi stać się eko - gość wicepremier, minister rozwoju Jadwiga Emilewicz"
Tu źródło: https://www.youtube.com/watch?v=mk4MGy80BOM&feature=youtu.be

„***Musimy być eko nie dlatego, że ktoś nam każe. To najlepsze i najbardziej ekonomiczne rozwiązanie***".

Wg mnie, to coś z tą minister to nie jest tak całkiem gites tenteges.

Przyjrzyjmy się zatem życiorysowi autorki tych wiekopomnych mądrości „Zielonego Ładu" - życiorysowi dostępnemu w pl.wikipedia.org oraz innych stronach – mądrości które mają wywrócić Polskę do góry nogami, nawet lepiej niż słynna transformacja dr ekonomii z SGPiS Leszka Balcerowicza.

„*Jadwiga Katarzyna Emilewicz z domu Szyler (ur. 27 sierpnia 1974 w Krakowie).*
Ukończyła Instytut Nauk Politycznych na Uniwersytecie Jagiellońskim w 1998*.*
Na Wydziale Studiów Międzynarodowych i Politycznych UJ otworzyła przewód doktorski*.*
Jest stypendystką Uniwersytetu Oxford oraz programu American Council on Germany.
Wykładowczyni w Wyższej Szkole Europejskiej im. ks. Józefa Tischnera w Krakowie i na Wydziale Nauk Politycznych i Dziennikarstwa Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu.
Pełniła obowiązki dyrektora Muzeum PRL-u w Nowej Hucie*. Współzałożycielka i członkini redakcji kwartalnika „Pressje". Stypendystka Uniwersytetu Oksfordzkiego, na którym (w Wadham College) w 2002 ukończyła studia podyplomowe. Była też dyrektorem zarządzającym KN Studio.*"

Ukończyła w 1998 studia w Instytucie Nauk Politycznych UJ i tak się złożyło, że „w latach 1998–2002 była już radcą prezesa Rady Ministrów w Departamencie Spraw Zagranicznych."

Zwraca uwagę to że wszyscy wymieniani w tym opracowaniu decydenci i ministrowie w jakiś tajemniczy sposób trafiają do kół decydenckich tuż po ukończeniu studiów.
Czyżby odskocznią były takie stowarzyszenia jak Klub Jagielloński? Nie wiadomo, więc wgryzamy się dalej w jej imponujący życiorys:

„*Koordynatorka Instytutu Teorii Polityki, członkini Oxford University European Affairs Society. W 1995 podjęła współpracę z Ośrodkiem Myśli Politycznej w Krakowie. W 2007 i 2008 zasiadała w zarządzie Klubu Jagiellońskiego, potem została członkinią rady stowarzyszenia Klub Jagielloński oraz członkiem honorowym KJ[8]. Należała do Platformy*

Obywatelskiej. Przystąpiła do powołanej w grudniu 2013 Polski Razem Jarosława Gowina. Została też prezesem związanej z partią Fundacji Lepsza Polska. W 2014 stanęła na czele małopolskich struktur Polski Razem. W tym samym roku kandydowała bez powodzenia z jej listy do Parlamentu Europejskiego (głos na nią zadeklarował wówczas Jan Rokita) oraz z powodzeniem, z listy PiS (w ramach porozumienia wyborczego), do sejmiku małopolskiego. 26 kwietnia 2015 objęła funkcję wiceprezesa Polski Razem.
27 listopada 2015 została powołana na podsekretarza stanu w Ministerstwie Rozwoju. Po przekształceniu 4 listopada 2017 Polski Razem w Porozumienie, pozostała wiceprezesem tego ugrupowania. 9 stycznia 2018 została powołana na urząd ministra przedsiębiorczości i technologii w rządzie Mateusza Morawieckiego (stając na czele nowo powołanego resortu). W tym samym miesiącu złożyła mandat radnej sejmiku.
W wyborach w 2019 z listy Prawa i Sprawiedliwości uzyskała mandat posłanki IX kadencji. 15 listopada 2019 została ministrem rozwoju w drugim gabinecie Mateusza Morawieckiego. 9 kwietnia 2020 objęła dodatkowo urząd wiceprezesa Rady Ministrów. 6 września tego samego roku została wybrana na przewodniczącą poznańskiego okręgu Porozumienia (od 2019 była p.o. przewodniczącej), a 20 dni później ogłosiła odejście z partii, zostając bezpartyjną posłanką w klubie parlamentarnym PiS. Decyzję uzasadniła coraz częstszą różnicą zdań z politykami Porozumienia, w tym prezesem Jarosławem Gowinem.
W 2020 została członkiem Rady Społecznej Szpitala Klinicznego im. Heliodora Święcickiego Uniwersytetu Medycznego im. Karola Marcinkowskiego w Poznaniu. 6 października tegoż roku zakończyła pełnienie funkcji rządowych."

W dniu 21 czerwca 2018 czytamy: Polska minister Jadwiga Emilewicz powiedziała: „***Izrael nie znajdzie lepszego sojusznika w Europie niż Polska***".
„*– Podczas spotkania z izraelskim ministrem gospodarki Eli Cohenem oświadczyłam, że Izrael nie znajdzie w Europie żadnego lepszego sojusznika niż Polska*".
https://medianarodowe.com/polska-minister-izrael-nie-znajdzie-lepszego-sojusznika-w-europie-niz-polska/

Jadwiga Emilewicz, minister przedsiębiorczości i technologii podczas swojej wizyty w Izraelu miała usłyszeć gorzkie słowa nt. ustawy o IPN. Według RMF, Emilewicz miała usłyszeć w Tel Awiwie, że „*dopóki przepisy się nie zmienią stosunki między Polską i Izraelem nie wrócą do normy*".
Ona sama nie porusza oficjalnie tego wątku, zapewniając izraelskich polityków, że Polska to najlepszy sojusznik Izraela w Europie.

To dlatego PiS uległ Żydom? Minister Emilewicz usłyszała w Izraelu ultimatum. „*Jeśli nie zmienicie ustawy o IPN, to będzie koniec relacji Polsko-Izraelskich*."
„*Polsko-Izraelskie relacje nie powrócą do normalności, dopóki Polska nie zmieni „kontrowersyjnej" ustawy o IPN*" – miała usłyszeć w Izraelu Jadwiga Emilewicz. Taką informację przekazał nie byle kto, bo minister współpracy regionalnej Izraela Tzachi Hanegbi. Tu źródło:
https://wolnosc24.pl/2018/06/27/to-dlatego-pis-ulegl-zydom-minister-emilewicz-uslyszala-w-izraelu-ultimatum-jesli-nie-zmienicie-ustawy-o-ipn-to/

Jednak tygodnika Wprost nikt nie przebije:

> „*To polska polityk, politolog i menedżer kultury*."
> i dalej mamy „*W latach 2015–2018 była podsekretarzem stanu w Ministerstwie Rozwoju, w latach 2018–2019* ***ministerem*** *przedsiębiorczości i technologii w pierwszym rządzie Mateusza Morawieckiego. Od 2019 pełni funkcję ministra rozwoju w jego drugim gabinecie. Od 2020 jest wiceprezesem Rady Ministrów.*"

– widać „*polityk, politolog i menedżer kultury"* zna się na wszystkim i nie ma co dalej grzebać.
https://www.wprost.pl/tematy/10332026/jadwiga-emilewicz.html

Wrócimy znowu - po tej dawce informacji na temat wykształcenia i zatrudnienia minister przedsiębiorczości - do „zlikwidowanej w budowie!" elektrowni Ostrołęka C.

„*Sytuacja wydaje się patowa z wielu względów.* ***Po pierwsze, w tym regionie Polski nowy blok jest niezbędny*** *(ale na pewno nie na węgiel, nie z Polskiej Grupy Górniczej i nie 1000 MW).* ***Po drugie, Ostrołęka C ma zakontraktowany rynek mocy****.* ***Po trzecie, w projekcie utopiono już kilkaset milionów złotych****.* ***A po czwarte, wykonawcą jest amerykański koncern GE*, który niewątpliwie po zerwaniu kontraktu domagałby się odszkodowania****. A zaliczka wypłacona mu na ten rok właśnie powoli się kończy. Sam plac budowy to wciąż pole.* ***Wylano już beton****, ale do kształtu elektrowni całej inwestycji, na którą NTP (polecenie rozpoczęcia prac) wydano 28 grudnia 2018 roku bez dopiętego finansowania, jeszcze daleko.*

Dyskusja na ten temat trwa. Najpierw europoseł, były wiceminister energii Grzegorz Tobiszowski daje do zrozumienia w rozmowie z wnp.pl, że projekt nie wypali, co winduje kurs Energii w górę w kilka dni o 10 proc. ***Potem minister klimatu Michał Kurtyka dość łagodnie daje do zrozumienia, że o przyszłości tej inwestycji zadecydują inwestorzy***."

19 lutego 2020 dowiadujemy się:
„*Media podawały w grudniu, że* ***budowa elektrowni Ostrołęka C o mocy 1000 MW kosztowała już 890 mln zł****. Na początku tego roku można było usłyszeć o prawie miliardzie złotych. Jeszcze na początku tego roku wydawało się, że projekt Energi i Enei będzie nadal realizowany. Trwały spekulacje, że zostanie zawieszony po grudniowej decyzji o zamiarze ogłoszenia wezwania na akcje Energi przez PKN Orlen. Wicepremier i minister aktywów państwowych Jacek Sasin zapowiedział jednak na początku tego roku, że ostatnia elektrownia węglowa w Polsce powstanie zgodnie z wcześniejszymi planami.*

Ta deklaracja padła już po słowach minister rozwoju ***Jadwigi Emilewicz, która dała do zrozumienia, że projekt ten należy jeszcze raz przeanalizować****.*
Zdradziła, że jej zdaniem projekt może kosztować ostatecznie więcej, niż zakładane sześć miliardów złotych – nawet 8-9 mld zł*.*"

I czyje słowa się ziściły? Oczywiście minister przedsiębiorczości i technologii Jadwigi Katarzyny Emilewicz z domu Szyler. **Elektrowni Ostrołęka C nie będzie**.

A jak unicestwiono **metodą „na prawnika"** - ten konieczny Polsce i regionowi ostrołęckiemu projekt - to opiszemy w dalszej części tego opracowania.

* - GE Power sp. z o.o.

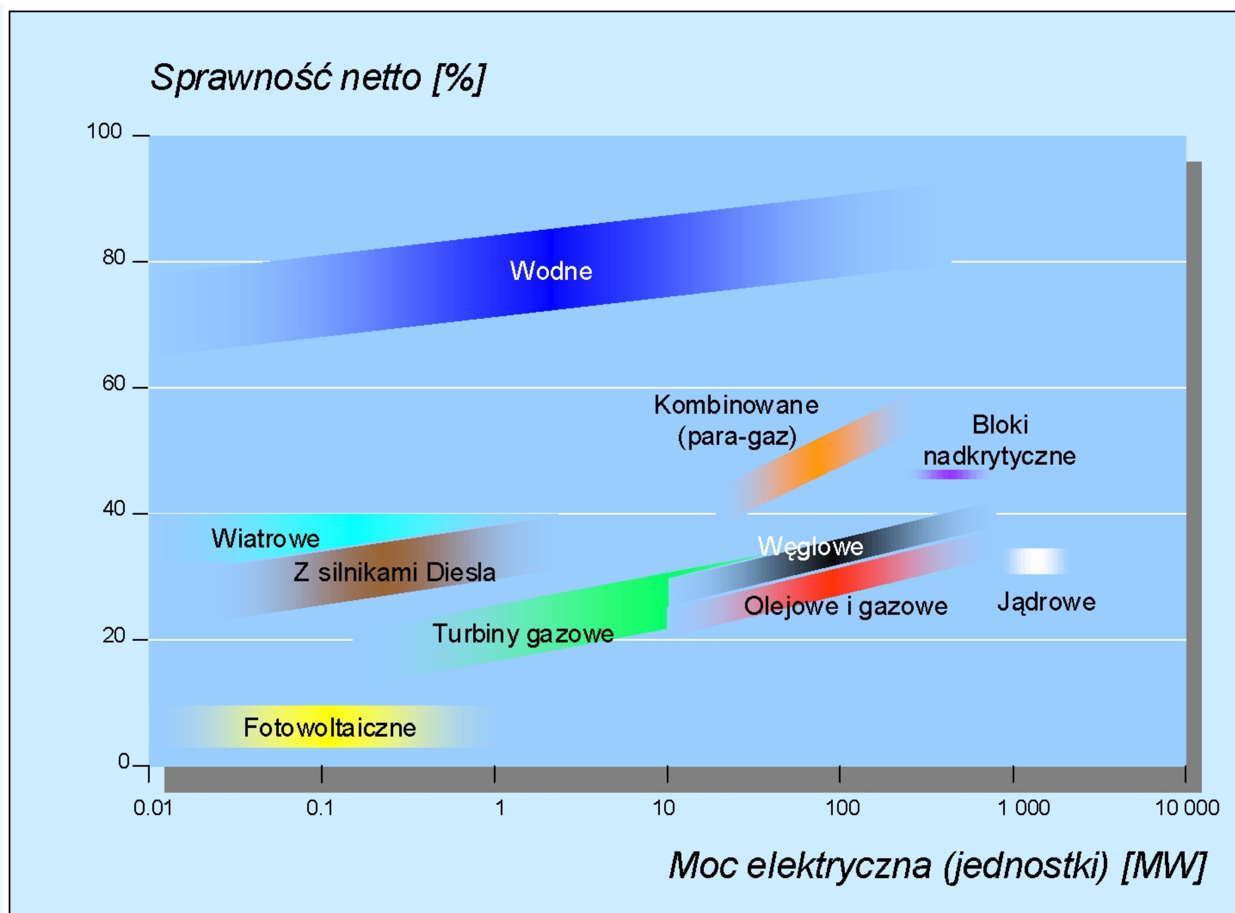
„**GE TO POLSKA FIRMA**
Niezależnie od tego, skąd jesteś, ważne, aby pracować z tymi, którym ufasz. Dlatego GE Power działa w Polsce jak firma lokalna i jest jedynym dostawcą technologii w sektorze energetycznym ***bazującym na lokalnej produkcji, projektowaniu, inżynierii i zasobach badawczo-rozwojowych****.*

Kilka ważnych faktów:

- *GE działa w Polsce od 25 lat i jest jedną z wiodących firm, które lokalnie projektują, konstruują, produkują i dystrybuują produkty.*
- ***GE zatrudnia w Polsce 6500 osób, w tym ok. 2000 inżynierów. Każde miejsce pracy w zakładzie GE generuje kolejne cztery nowe miejsca pracy w łańcuchu dostaw naszych poddostawców****.*
- *Odkąd ćwierć wieku temu firma GE rozpoczęła swoją działalność w Polsce niezmiennie koncentruje się na rozwijaniu stabilnego łańcucha dostaw i certyfikowała w tym okresie już ponad 5000 polskich dostawców.*
- ***Obecnie GE zainwestowało w Polsce ponad 2,7 mld PLN nawiązując ścisłe relacje z polską gospodarką i przemysłem, które rozwijały się przez te wszystkie lata****.*
- *Średnio rocznie GE pozyskuje z Polski dostawy o wartości 1,4 mld PLN, a w ciągu ostatnich pięciu lat wartość ta sięgnęła łącznie 7,8 mld PLN.*
- *Rocznie w Polsce wydajemy ok. 400 mld PLN na badania i rozwój. Nasze zaplecze badawczo-rozwojowe w Polsce wspiera nie tylko działalność GE, ale także współpracuje z innymi polskimi firmami, tworząc niezawodny, skuteczny i krajowy łańcuch dostaw.*
- *Ponad 370 średnich i dużych turbin gazowych i parowych, zainstalowanych w elektrowniach na całym świecie, zostało wyprodukowanych w zakładach GE Power w Polsce.*
- *W perspektywie do roku 2020, GE planuje zainwestować blisko 200 mld PLN w polskie zaplecze produkcyjne sprzętu energetycznego, a naszym celem nadrzędnym jest stanie się naturalnym wyborem dla Polski jako partner w branży energetycznej.*
- ***Firma GE zakończyła projekt budowy bloku o mocy 858 MW na parametry nadkrytyczne dla elektrowni węgla brunatnego w Bełchatowie, a obecnie realizuje ultra nadkrytyczny projekt o mocy 2 x 900 MW dla elektrowni węgla kamiennego w Opolu****.*
- *Od roku 2010 technologie kontroli jakości powietrza GE zostały wdrożone w różnych elektrowniach i zakładach i mogą oczyszczać obecnie około 20 milionów Nm3/h spalin, a po ukończeniu w 2018 roku kolejnych instalacji możliwości te zwiększą się o kolejne 12 milionów Nm3/h.*
- ***GE zaangażowała się w budowanie przyszłości Polski. Jesteśmy gotowi do realizacji istniejących projektów, rozwijania możliwości badawczych oraz ciągłego rozwoju czystych technologii węglowych****."*

Źródło: https://www.gepower.com/polskaenergetyka

Jaki niewybaczalny błąd - ze wstrzymaniem budowy Elektrowni Ostrołęka C - popełnili ci wielcy decydenci po akademiach pierwszomajowych **bez podstaw wiedzy z zakresu elektryki i energetyki świadczy świadczy** obrazowo zestawienie zrobione przez firmę Siemens pokazane na **Rys. 16.3.** zaczerpnięte z Siemens Power Journal 4/97). Bloki nadkrytyczne w obecnym czasie to szczyt sprawności i nowoczesnej technologii. A do tego mamy polski węgiel który wystarczy wydobyć!



Rys. 1. Sprawność netto różnych elektrowni (według Siemens Power Journal 4/97)

Rys. 16.03. Bloki nadkrytyczne – po prawej, u góry na rysunku – w obecnym czasie to szczyt sprawności i nowoczesnej technologii. Najwyższa sprawność, moc i żywotność.

Dla przykładu, jeśli chodzi o żywotność bloków węglowych to 31 maja 2019 r. o godz. 19:55 blok energetyczny nr 1 o mocy 370 MW w Elektrowni Bełchatów, **po 38 latach pracy**, przeszedł na zasłużoną emeryturę. Od momentu przyłączenia go do sieci 29 grudnia 1981 r. przepracował ponad 240 tys. roboczogodzin i wyprodukował ponad 78 773 000 MWh energii elektrycznej. Moc z wycofanej jednostki została uzupełniona w systemie elektroenergetycznym przez nowy, ultranowoczesny blok energetyczny nr 5 w Elektrowni Opole.

Tak więc blok węglowy jest nie tylko 11,15 razy bardziej wydajny w produkcji energii z tej samej mocy zainstalowanej niż źródła fotowoltaiczne, **ale też 2 razy jest tańszy inwestycyjnie od fotowoltaiki, ponieważ panele po 20 latach podlegają wymianie na nowe**, co jeszcze pokażę na przykładzie hiszpańskiej elektrowni słonecznej.

Blok energetyczny nr 1 o mocy 370 MW w Elektrowni Bełchatów, **po 38 latach pracy**, przeszedł na zasłużoną emeryturę!

16.5. Sposób unicestwienia metodą „na prawnika" częściowo już zbudowanego supernowoczesnego bloku węglowego 1000 MW Ostrołęka C - już kosztował 890 mln zł

Jak i jakimi metodami osiągnięto ten wrogi Polsce i Polakom cel zamknięcia budowy supernowoczesnego bloku węglowego 1000 MW Ostrołęka C?

Było to tak.
W październiku 2018 roku nikomu nie znana jakaś tam ClientEarth podała do sądu decyzję spółki Enea o budowie nowego bloku węglowego w Ostrołęce. Fundacja, o której wszyscy w Internecie piszą, że „***jest akcjonariuszem Enei***", argumentowała, że budowa elektrowni węglowej jest narażaniem firmy i udziałowców na straty.
Client Earth ponoć „***specjalnie kupiła akcje poznańskiej grupy energetycznej***", by włączyć się w walkę przeciwko kontrowersyjnej (według nich) inwestycji. **Ile tych tajemniczych akcji kupiła, to nie wie nawet Google!**

Aktualnie kapitał zakładowy **ENEA SA** wynosi 441 442 578 zł i dzieli się na 441 442 578 akcji na okaziciela o wartości nominalnej 1 zł każda.

Właściciel	Liczba akcji i głosów	Udział w kapitale zakładowym i głosach
Skarb Państwa	227 364 428	51,5%
Pozostali	214 078 150	48,5%
Razem	441 442 578	100%

Tab. 16.1. Zestawienie największych udziałowców ENEA S.A.

Kapitał zakładowy Spółki wynosi obecnie 4 521 612 884,88 zł i dzieli się na 414 067 114 akcji o wartości nominalnej 10,92 zł. Akcje **Energa SA** rozkładają się następująco:

Właściciel	Liczba akcji i głosów	Udział w kapitale zakładowym i głosach
PKN Orlen S.A.	331 313 082 / 476 241 082 – głosy Skarb Państwa w Orlen 27.52%	80.01 % / 85,20 % - głosy
Pozostali	82 754 032	19,99 %
Razem	414 067 114	100%

Tab. 16.2. Zestawienie największych udziałowców Energa S.A.

Kapitał zakładowy Spółki wynosi 534.636.326,25 zł i jest podzielony na 427 709 061 akcji zwykłych na okaziciela o wartości nominalnej 1,25 złotych każda akcja. Akcje **PKN Orlen SA** rozkładają się następująco:

Właściciel	Liczba akcji i głosów	Udział w kapitale zakładowym i głosach
Skarb Państwa	117 710 196	27.52%
Nationale-Nederlanden OFE	31 391 297	7.34%
Aviva OFE Aviva Santander	26 898 000	6.29%
Pozostali	251 709 568	58.85%
Razem	427 709 061	100%

Tab. 16.3. Zestawienie największych udziałowców PKN Orlen S.A.

Z powyższych trzech zestawień odnośnie **ENEA SA** i **Energa SA** widzimy, że **większościowym akcjonariuszem jest Skarb Państwa a nie nikomu nie znana, jakaś tam ClientEarth**.

Należy postawić pytanie: ile akcji ENEA SA i **Energa SA miała Fundacji ClientEarth Prawnicy dla Ziemi, bo tego nikt nie wie?** Nawet Google.

Może jedną, może dwie? Nie ma o tym ani słowa w Internecie. **Prawdopodobnie posłużono się akcjami Legal & General Investment Management (LGIM) największej brytyjskiej spółki zarządzającej aktywami która „inwestuje" także w Eneę i Energę.**
Jak podaje agencja Reuters, w dzień po tzw. rozpoczęciu prac budowlanych w Ostrołęce LGIM poinformowało, że ma poważne obawy związane z tym projektem i wezwało Energę i Eneę do jego wstrzymania.

O ile akcji chodzi w tym przypadku też nie wiadomo. **Istnieje tylko rozpowszechniany mit**, że fundacja ClientEarth właśnie po to kupiła akcje poznańskiej grupy energetycznej, by móc „włączyć się w walkę" przeciwko kontrowersyjnej inwestycji.

W zeszłym roku (2019) Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi, będąca akcjonariuszem Enei(?), wygrała dwie sprawy przeciwko spółce.
W sierpniu sąd stwierdził nieważność uchwały walnego zebrania akcjonariuszy zezwalającej na budowę bloku Ostrołęka C. **To była pierwsza taka sprawa w historii Polski**.

Zachodzi pytanie, **co to za wszechwładna jest za fundacja, która przerwała budowę bloku w który włożono 15 – 25 % planowych kosztów?**

Przyjrzyjmy się zatem dokładniej tej wszechwładnej fundacji, o której nikt wcześniej nie słyszał.

Ze strony „**Fundacji ClientEarth Prawnicy dla Ziemi**" dowiadujemy się:
*„**Działanie Fundacji ClientEarth Prawnicy dla Ziemi jest możliwe dzięki dotacjom celowym przyznawanym przez organizację ClientEarth, zarejestrowaną w Anglii i Walii i działającą na podstawie prawa brytyjskiego**.*
Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi to regionalne biuro międzynarodowej organizacji ClientEarth z siedzibą w Londynie i biurami w Brukseli, Warszawie, Nowym Jorku i Pekinie.
*ClientEarth Prawnicy dla Ziemi oprócz działań prowadzonych w Polsce koordynuje także projekty w Europie Środkowo-Wschodniej – **przede wszystkim w pozostałych państwach Grupy Wyszehradzkiej oraz na Bałkanach**."*

Czyli już wiemy, że fundacja jest - jak sama napisała na swojej stronie – finansowana przez zagraniczną organizację i **jest zadaniowana na Grupę Wyszehradzką a nawet Bałkany**. I dalej:

Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi przedstawia na swojej stroni 5 sprawozdań działalności z lat 2013 – 2017. Z nich dowiadujemy się, że:
2013 – (siedziba: Aleje Ujazdowskie 39/4) uzyskała ze źródeł od „a" do „i" zero zł a ze źródła „j" - inne rodzaje dochodów: dotacje od ClientEarth UK: **1 254 938,27 zł** z czego na wynagrodzenia wydano 529 434,66 zł.
2014 – (siedziba: Aleje Ujazdowskie 39/4) uzyskała ze źródeł od „a" do „b" zero zł, ze źródła „c" – darowizn: **11 443,14 zł** a ze źródła „j" - inne rodzaje dochodów: dotacje od ClientEarth UK: **1 390 162,30 zł** z czego na wynagrodzenia wydano 718 017.52 zł.
2015 – (siedziba: Żurawia 45) uzyskała ze źródeł od „a" do „i" zero zł a ze źródła „j" - inne rodzaje dochodów: dotacje od ClientEarth UK: **1 757 488,28 zł** z czego na wynagrodzenia wydano 957 092,15 zł.
2016 – (siedziba: Żurawia 45) uzyskała ze źródeł od „a" do „i" zero zł a ze źródła „j" - inne rodzaje dochodów: dotacje od ClientEarth UK: **2 299 144,95 zł** z czego na wynagrodzenia wydano 1 041 812,72 zł.
2017 – (siedziba: Aleje Ujazdowskie 39/4) uzyskała ze źródeł od „a" do „b" zero zł, ze źródła „c" – darowizn: **2 098 466,14 zł** od „d" do „h" zero zł, **ze źródła „i" – działalności gospodarczej: 10 zł** i ze źródła „j" - zero zł z czego na wynagrodzenia wydano 1 139 372,79 zł.
2018 – sprawozdania brak.
2019 – sprawozdania brak

Spójrzmy zatem na jej kadry. Slogan ukuty przez Władimira Iljicza Uljanowa (Lenina) – chętnie potem powtarzany przez Stalina – „kadry decydują o wszystkim", **na pewno mieć będzie kluczowe znaczenie w tej tajemniczej sprawie**.

Zacznijmy od głowy. Dyrektor generalny „Fundacji ClientEarth Prawnicy dla Ziemi" w Polsce, James Thornton, napisał z drugim cwaniakiem, **Professor of Jewish Studies**, Martinem - Goodmanem książkę pt. „Client Earth" wespół z Martin Goodman wydaną August 04, 2017 i sprzedawaną po $9.99.

> *„Professor Goodman studies the political, social and religious history of the Jews in the Roman Empire, in particular the relationship of the Jews to the wider Roman world in which they lived. He is the author of a number of books on the Jewish revolts against Rome, the rabbis in the Roman world, and the history of Judaism.*
> *Martin Goodman is professor of Jewish studies at the University of Oxford, where he is president of the Oxford Centre for Hebrew and Jewish Studies and a fellow of Wolfson College. His books include Rome and Jerusalem: TheClash of Ancient Civilizations and The Oxford Handbook of Jewish Studies.*
> *James Thornton is the founding CEO of ClientEarth, a not-for-profit environmental-law organisation with offices in London, Brussels, and Warsaw. The New Statesman named James as one of ten people who could change the world. He is a member of the bars of New York, California, and the Supreme Court of the United States."*

co nieporadnie Google Tłumacz na polski się wykłada:

> „Profesor Goodman bada polityczną, społeczną i religijną historię Żydów w Cesarstwie Rzymskim, w szczególności ich stosunek do szerszego rzymskiego świata, w którym żyli. Jest autorem wielu książek na temat żydowskich buntów przeciwko Rzymowi, rabinów w świecie rzymskim i historii judaizmu.
> Martin Goodman jest profesorem studiów żydowskich na Uniwersytecie w Oksfordzie, gdzie jest prezesem Oxford Centre for Hebrew and Jewish Studies oraz członkiem Wolfson College. Jego książki to Rome and Jerusalem: The Clash of Ancient Civilizations oraz The Oxford Handbook of Jewish Studies.
> James Thornton jest założycielem i prezesem ClientEarth, organizacji non-profit zajmującej się prawem ochrony środowiska z biurami w Londynie, Brukseli i Warszawie. New Statesman wymienił Jamesa jako jedną z dziesięciu osób, które mogą zmienić świat. Jest członkiem izby adwokackiej w Nowym Jorku w Kalifornii i Sądu Najwyższego Stanów Zjednoczonych."

W opisie do tej książki czytamy:

> *„Environmentally, our planet lacks the laws to keep it safe, and those laws we do have are feebly enforced. Every year is the hottest in human history, while forest, reef, ice, tundra, and species are disappearing forever. It is easy to lose all hope.*
> *Who will stop the planet from committing ecological suicide? The UN? Governments? Activists? Corporations? Engineers? Scientists? Whoever, environmental laws need to be enforceable and enforced. Step forward a fresh breed of passionately purposeful environmental lawyers. They provide new rules to legislatures, see that they are enforced, and keep us informed. They tackle big business to ensure money flows into cultural change, **because money is the grammar of business** just as science is the grammar of nature.*
> *At the head of this new legal army stands James Thornton, who takes governments to court - and wins. And his client is the Earth.*
> *With Client Earth, we travel from Poland to Ghana, from Alaska to China, to see how citizens can use public interest law to protect their planet. Foundations and philanthropists support the law group ClientEarth because*

they see, plainly and brightly, that the law is a force all parties recognize. ***Lawyers who take the Earth as their client are exceptional and inspirational. They give us back our hope***.”

co nieporadnie Google Tłumacz na polski wykłada:

„Ze względu na środowisko nasza planeta nie ma praw zapewniających jej bezpieczeństwo, a te prawa, które mamy, są słabo egzekwowane. **Każdy rok jest najgorętszy w historii ludzkości, podczas gdy lasy, rafy, lód, tundra i gatunki znikają na zawsze. Łatwo stracić wszelką nadzieję**.
Kto powstrzyma planetę przed popełnieniem ekologicznego samobójstwa? ONZ? Rządy? Aktywiści? Korporacje? Inżynierowie? Naukowcy? Ktokolwiek, przepisy dotyczące ochrony środowiska muszą być egzekwowalne i egzekwowane. Przedstaw nową rasę pełnych pasji prawników zajmujących się ochroną środowiska. **Dostarczają nowe zasady organom ustawodawczym, czuwają nad ich egzekwowaniem i informują nas na bieżąco**. **Zajmują się wielkim biznesem, aby zapewnić przepływ pieniędzy na zmiany kulturowe, ponieważ pieniądze są gramatyką biznesu, tak jak nauka jest gramatyką przyrody**.
Na czele tej nowej legalnej armii stoi James Thornton, który pozywa rządy do sądu - i wygrywa. A jego klientem jest Ziemia.
Dzięki Client Earth podróżujemy z Polski do Ghany, od Alaski do Chin, aby zobaczyć, jak obywatele mogą korzystać z prawa interesu publicznego, aby chronić swoją planetę. Fundacje i filantropi wspierają grupę prawniczą ClientEarth, ponieważ widzą jasno i jasno, że prawo jest siłą uznawaną przez wszystkie strony. **Prawnicy, dla których Ziemia jest klientem, są wyjątkowi i inspirujący. Przywracają nam nadzieję**.”

W kolejnym opisie do tej książki na Amazon czytamy:

„*Planet Earth needs its own lawyer. James Thornton is that lawyer.*
Who will stop the planet from committing ecological suicide? The UN? Governments? Activists? Corporations? Engineers? Scientists? Whoever, environmental laws need to be enforceable and enforced. Step forward a fresh breed of passionately purposeful environmental lawyers. They provide new rules to legislatures, see that they are enforced, and keep us informed.
At the head of this new legal army stands James Thornton, who takes governments to court, and wins. And his client is the Earth.
With Client Earth, we travel from Alaska to China, from Poland to Ghana, to see how citizens can use public-interest law to protect their planet. 1970s America saw lawyers first band together to battle for the environment. This book tracks that phenomenon from its origins and out across the globe. Lawyers who take the Earth as their client are exceptional and inspirational. They give us back our hope.”

co nieporadnie Google Tłumacz na polski wykłada:

„**Planeta Ziemia potrzebuje własnego prawnika. James Thornton jest tym prawnikiem**.
Kto powstrzyma planetę przed popełnieniem ekologicznego samobójstwa? ONZ? Rządy? Aktywiści? Korporacje? Inżynierowie? Naukowcy? Ktokolwiek, przepisy dotyczące ochrony środowiska muszą być egzekwowalne i egzekwowane. Przedstaw nowy rodzaj pełnych pasji prawników zajmujących się ochroną środowiska. Dostarczają nowe zasady organom ustawodawczym, czuwają nad ich egzekwowaniem i informują nas na bieżąco.
Na czele tej nowej legalnej armii stoi James Thornton, który pozywa rządy do sądu i wygrywa. A jego klientem jest Ziemia.
Dzięki Client Earth podróżujemy od Alaski do Chin, od Polski do Ghany, aby zobaczyć, jak obywatele mogą wykorzystać prawo interesu publicznego do ochrony swojej planety. W latach 70. w Ameryce prawnicy po raz pierwszy zebrali się w walce o środowisko. Ta książka śledzi to zjawisko od jego początków i na całym świecie. Prawnicy, dla których Ziemia jest klientem, są wyjątkowi i inspirujący. Przywracają nam nadzieję.”

James Thornton mówi nam o sobie:

“*My own sense is that some kind of contemplative practice - and it can be from a Christian tradition, a Hindu tradition, a Jewish tradition, or Buddhist tradition - is absolutely required. Simply being in the space of quiet mind in the natural setting and allowing the heart to speak allows a surprisingly rapid experience of intimacy with the earth of the kind that I actually thought took years of meditation and contemplative practice to achieve. Let me give you an example. Last summer I was teaching a group of graduate students with the Harvard Center for Psychology and Social Change. What we were doing there was using the conjunction of analytic and contemplative modes. We were studying Gaia theory, chaos theory, meditating, and having group council process - all very deep things. Combined, what it did was to give people a sense that the analytic and contemplative were both aspects of a single experience of consciousness, not divorced or alienated from each other, and that the mind and the soul could speak the same language.*
On the fourth day, we had people spend some time in nature. This was a group of people who had never experienced any kind of contemplative work before. The instruction was to sit with one square foot of earth and simply be with it for an hour. The hope was that by paying total awareness to one square foot of earth, you're experiencing in the natural world what you do contemplatively when you give total awareness to the inner world - the "inscape."
One woman came back and told a story of how she had sat with her square foot of earth which was full of grass and it took twenty minutes for her to quiet down to the point where she noticed a small caterpillar that she had in fact been looking at for twenty minutes. She remembered the instructions that if a question was coming up from your heart, to simply allow it to come and in fact to direct it to the creature that you were sitting with. Out of her heart rose the question for the caterpillar: "will you teach me about metamorphosis?"
The caterpillar responded rather like a tough old Zen master: "Why should I teach you about metamorphosis?" She said, "because you will be going through complete metamorphosis and turn into a butterfly - who better to teach me about it?" He said, "you don't seem to understand - most of us don't make it to butterflies. Either we don't

find the right food plants and die or we're eaten by predators. There's no guarantee at all that I'll become a butterfly. On the other hand, you, as a human being, experience metamorphosis all the time. If you want to know about metamorphosis, study yourself.""

co nieporadnie Google Tłumacz na polski wykłada:

„Moje własne poczucie jest takie, że jakaś praktyka kontemplacyjna - i może pochodzić z tradycji chrześcijańskiej, hinduskiej, żydowskiej lub buddyjskiej - jest absolutnie wymagana. Samo przebywanie w przestrzeni spokojnego umysłu w naturalnym otoczeniu i pozwolenie sercu na mówienie pozwala na zaskakująco szybkie doświadczenie intymności z ziemią, takiego rodzaju, którego osiągnięcie wymagało wielu lat medytacji i praktyki kontemplacyjnej. Dam ci przykład. Zeszłego lata **uczyłem grupę doktorantów w Harvard Center for Psychology and Social Change**. To, co tam robiliśmy, było połączeniem trybu analitycznego i kontemplacyjnego. **Studiowaliśmy teorię Gai, teorię chaosu, medytację i proces rady grupowej** - **wszystko to bardzo głębokie rzeczy**. W połączeniu dało ludziom poczucie, że analityczny i kontemplacyjny to oba aspekty pojedynczego doświadczenia świadomości, nierozwiedzione lub oddzielone od siebie nawzajem, oraz że umysł i dusza mogą mówić tym samym językiem. Czwartego dnia ludzie spędzili trochę czasu na łonie natury. To była grupa ludzi, którzy nigdy wcześniej nie doświadczyli żadnej pracy kontemplacyjnej. Polecono siedzieć z jedną stopą kwadratową ziemi i po prostu przebywać z nią przez godzinę. Nadzieja polegała na tym, że zwracając całkowitą uwagę na jedną stopę kwadratową ziemi, doświadczasz w naturalnym świecie tego, co robisz kontemplacyjnie, kiedy dajesz całkowitą świadomość wewnętrznemu światu - „inscape".
Pewna kobieta wróciła i opowiedziała historię o tym, jak siedziała na swojej kwadratowej stopie ziemi pełnej trawy i zajęło jej dwadzieścia minut, zanim uspokoiła się do momentu, w którym zauważyła małą gąsienicę, na którą w rzeczywistości patrzyła przez dwadzieścia minut. **Przypomniała sobie instrukcje, że jeśli pytanie pochodzi z twojego serca, po prostu pozwól mu nadejść i faktycznie skieruj je do stworzenia, z którym** siedziałeś. **Z jej serca wyszło pytanie do gąsienicy: „Czy nauczysz mnie o metamorfozie?**"
Gąsienica odpowiedziała raczej jak twardy stary mistrz zen: „Dlaczego mam cię uczyć o metamorfozie?" Powiedziała, "ponieważ przejdziesz przez całkowitą metamorfozę i zamienisz się w motyla - kto lepiej mnie o tym nauczy?" Powiedział: „Wygląda na to, że nie rozumiesz - większość z nas nie udaje się do motyli. Albo nie znajdziemy odpowiednich roślin pokarmowych i umrzemy, albo zostaniemy zjedzeni przez drapieżniki. Nie ma żadnej gwarancji, że ja Staniesz się motylem. Z drugiej strony, jako istota ludzka, przez cały czas doświadczasz metamorfozy. Jeśli chcesz wiedzieć o metamorfozie, studiuj siebie. ""

Reszta wynurzeń tego autentycznego sprytka od „**teorii Gai, teorii chaosu, medytacji i procesu rady grupowej**", „**własnego prawnika Planety Ziemia**", pod adresem: https://earthlight.org/interview24.html

16.6. Skład zespołu wykonawczego – „kadry decydują o wszystkim”

W celu **lepszego zrozumienia unicestwienia metodą „na prawnika” - częściowo już zbudowanego supernowoczesnego bloku węglowego 1000 MW, na parametry nadkrytyczne, „Ostrołęka C”, który już kosztował 890 mln zł -** weźmy pod lupę cały ten „Nasz zespół” Fundacji ClientEarth Prawnicy dla Ziemi.

Stanowią go wybitni „elektrycy”, „energetycy” i „sieciowcy” w składzie:

Dyrektor generalny

- James Thornton - *prawnik środowiskowy i pisarz. Ukończył Yale, Phi Beta Kappa (korporacja zrzeszająca wybitnie uzdolnionych studentów), **z wyróżnieniem wydziału filozofii**.*

Rada powiernicza

- Winsome McIntosh, *Przewodnicząca Rady Powierniczej* - **brak wykształcenia** w Internecie.
- Howard Covington *(i Przewodniczący Rady ds Fundraisingu) - Uczęszczał do Eastbourne Grammar School i St John's College w Cambridge. Jest **przedsiębiorcą i filantropem**. Zajmował się bankowością inwestycyjną.*

Pracownicy

- Iwona Bojadżijewa - *Rzeczniczka ds. kampanii, Program Czyste Powietrze - z **wykształcenia jest socjolżką**, posiada też **licencjat z filologii romańskiej**.*
- Anna Frączyk - *Researcherka prawna, Projekt Polska Energia - ukończyła **studia prawnicze** Wydział Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego.*
- Janusz Buszkowski - ***Prawnik**, Projekt Polska Energia - Absolwent Uniwersytetu Warszawskiego.*
- Ilona Jędrasik - *Kierowniczka Projektu Polska Energia - posiada **dyplom magistra socjologii** Uniwersytetu Warszawskiego.*
- Justyna Kaczyńska - *Kierowniczka administracji i HR - studiowała Ochronę Środowiska na SGGW w Warszawie oraz ukończyła **studia magisterskie z Zarządzania Marketingowego** w Akademii Leona Koźmińskiego.*
- Kamila Drzewicka - *Radczyni Prawna, Program Czyste Powietrze - **absolwentka Kolegium Europejskiego** w Natolinie*
- Marta Klimkiewicz - *Rzeczniczka Prasowa, Projekt Ochrona Przyrody - Ukończyła **studia magisterskie na kierunku architektura krajobrazu** w Wyższej Szkole Gospodarstwa Wiejskiego w Warszawie.*
- Julia Kozakiewicz - *Researcherka prawna - jest **studentką prawa** na Uniwersytecie Warszawskim.*
- Wojciech Kukuła - *Prawnik, Projekt Polska Energia - **ukończył prawo** na Uniwersytecie Jagiellońskim.*
- Malgorzata Kwiedacz-Palosz - *Prawniczka, Environmental Democracy - **Absolwentka Wydziału Prawa** i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego.*
- Katarzyna Piasecka - *Rzeczniczka Prasowa, Projekt Polska Energia - **studiowała na wydziale lingwistyki stosowanej** Uniwersytetu Warszawskiego.*
- Maja Starosta - *Researcherka prawna, Ochrona przyrody - **absolwentką Wydziału Prawa i Administracji** Uniwersytetu Warszawskiego.*
- Marcin Stoczkiewicz - ***Doktor nauk prawnych**, Kierownik Programów Europy Środkowo-Wschodniej. Prezes Zarządu Fundacji ClientEarth Prawnicy dla Ziemi - adiunkt na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Jagiellońskiego, **doktor w zakresie publicznego prawa gospodarczego**.*
- Agata Szafraniuk - *Prawniczka, Ochrona Przyrody - **Absolwentka Wydziału Prawa i Administracji** Uniwersytetu Warszawskiego.*
- Ewelina Tylec-Bakalarz - ***Prawniczka**, Ochrona Przyrody - Ukończyła studia prawnicze na Uniwersytecie Wrocławskim, uzyskała także tytuł LL.M. w zakresie praw człowieka na Central European University.*
- Agnieszka Warso-Buchanan - *Radczyni Prawna, Program Czyste Powietrze, Litygacja Strategiczna - **Ukończyła Wydział Prawa i Administracji** Uniwersytetu Warszawskiego.*

Doradcy

- Ewa Gmurzyńska - *Członkini Rady Programowej - **uzyskała tytuł doktora praw** w Instytucie Prawa Cywilnego na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego.*
- Maria Magdalena Kenig-Witkowska - *Członkini Rady Programowej - **profesorem nauk prawnych** i kierownikiem Katedry Prawa Europejskiego na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego.*
- Adam Zamoyski - *Członek Rady Programowej - **jest wybitnym historykiem**, którego rodzina wywodzi się z Polski.*

Współpracownicy

- Bolesław Matuszewski - *Adwokat, Program Klimat i Energia - **studia prawnicze** na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego.*
- Jan Mencwel - *Social Media - z **wykształcenia jest animatorem kultury**, posiada dyplom magistra Kulturoznawstwa na Uniwersytecie Warszawskim.*

Patroni fundacji (a w zasadzie jest tylko jeden)

Coldplay - Ze strony fundacji czytamy: „*Niepowtarzalny styl utrzymanej w duchu rocka alternatywnego twórczości Coldplay jest znany milionom ludzi na całym świecie. Zespół, mający na koncie cztery multiplatynowe albumy (w tym debiutanckie 'Parachutes' z 2000 oraz 'Viva la Vida, or Death and All His Friends' z roku 2008) wydał właśnie swój najnowszy krążek, '**A Head Full Of Dreams**'. Od momentu powstania w 1998 roku na University College w Londynie, standardy muzyczne Coldplay idą w parze ze standardami etycznymi. **Karierę zespołu nieodmiennie znaczyły filantropia i egalitarna filozofia.***"

Wystarczy?
Sami „specjaliści" od energetyki, systemów i sieci energetycznych.
Co do jednego!

I pomyśleć, że ci dyletanci techniczni - nieskażeni jakąkolwiek akademicką wiedzą techniczną - z tym swoim „zespołem" zastopowali w państwie polskim budowę tak potrzebnego Polsce supernowoczesnego bloku węglowego o mocy 1000 MW w Ostrołęce a teraz pracuje nad 5 000 MW w Bełchatowie ... i są na dobrej drodze do unicestwienia tej kluczowej dla 38 mln. Polaków elektrowni.

„***We wrześniu 2019 r. fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi złożyła pozew przeciwko właścicielowi Elektrowni Bełchatów, spółce PGE GiEK, za szkodę w środowisku naturalnym traktowanym jako dobro wspólne**. **W swoim pozwie fundacja domaga się odejścia od spalania węgla brunatnego w 11 najstarszych blokach elektrowni do 2030 r. i w ostatnim bloku do 2035 r.** Uzasadnieniem żądania jest wielowymiarowe niszczenie środowiska: elektrownia pogłębia kryzys klimatyczny poprzez ogromne emisje dwutlenku węgla, odwadnia region, który według Ministerstwa Środowiska jest najbardziej w Polsce zagrożony pustynnieniem, a także zanieczyszcza glebę i powietrze. Fundacja oparła swoje żądania na danych i dokumentach publicznych, raportach Międzyrządowego Panelu ds. Zmian Klimatu IPCC, ekspertyzach w zakresie wpływu kompleksu bełchatowskiego na środowisko oraz na analizach ekonomicznych dowodzących efektywności zastąpienia węgla brunatnego w Elektrowni Bełchatów czystymi źródłami energii.*

"Ostateczne rozstrzygnięcie tej sprawy może być przełomem w polskiej transformacji energetycznej. Dla Polek i Polaków wygaszanie bloków w Elektrowni Bełchatów może być sygnałem, że ich prawo do czystego środowiska i bezpiecznej przyszłości klimatycznej jest ważniejsze niż węgiel" – podkreśla Monika Sadkowska, rzeczniczka ds. kampanii w ClientEarth." – tu źródło: https://www.pl.clientearth.org/przelom-w-historii-walki-o-ochrone-klimatu-w-polsce-sprawa-clientearth-vs-elektrownia-belchatow-przechodzi-do-dalszego-etapu/

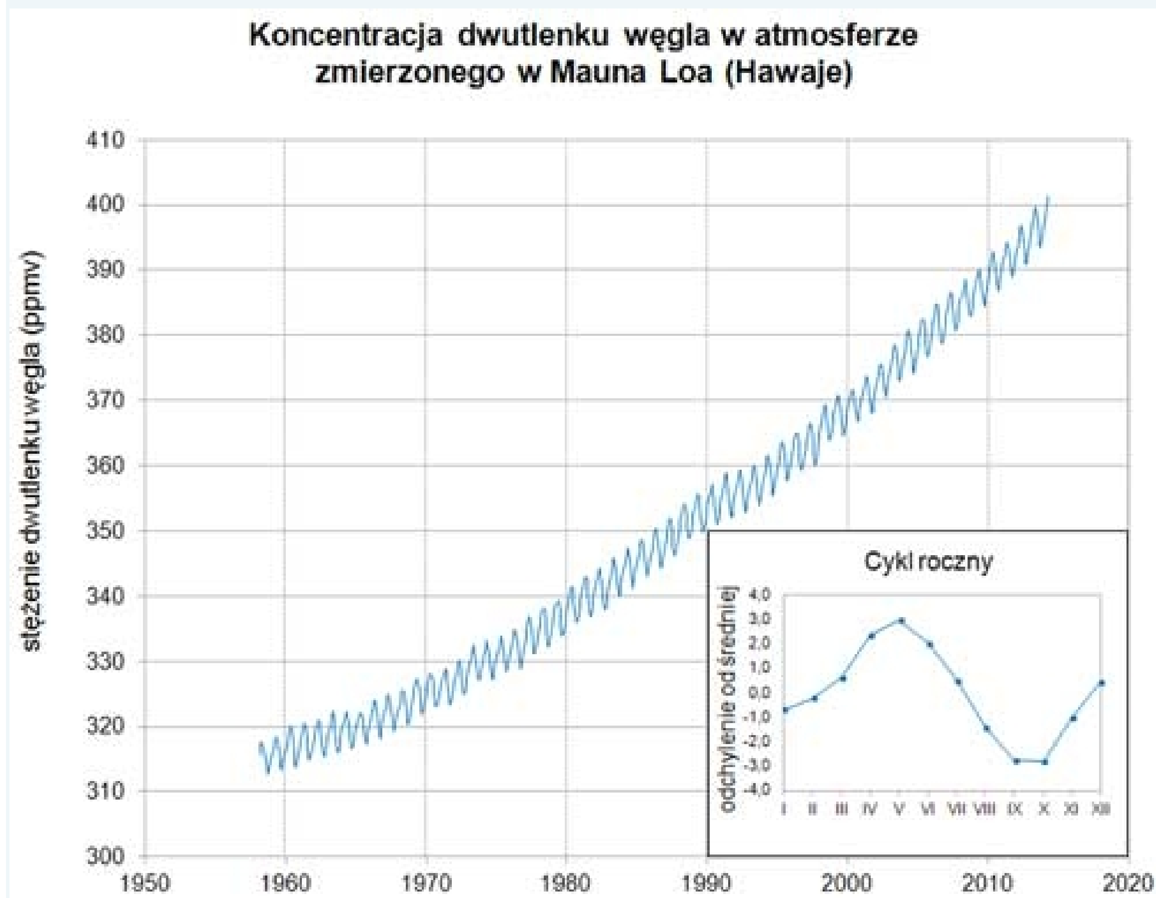
Ja się pytam: czy wszyscy rządzący tu zwariowali i nie ma żadnego odważnego, który by powiedział tym sprytkom pustynnym w żołnierskich słowach: „WYPIERDALAĆ!", bo nawet mokra plama po was nie zostanie.

Stopień zidiocenia świata i zatrucia nową, zielono-ładową komunistyczną ideologią pokazuje artykuł autorstwa Diany Maciąga pt. „**Pół stopnia do katastrofy**" w którym czytamy:
„*9 października 2018 r. ukazał się specjalny raport Międzyrządowego Zespołu ds. **Zmian Klimatu (IPCC), który będzie naukową postawą negocjacji podczas szczytu klimatycznego COP24 w Katowicach**. Zanim na drodze konsensusu raport przyjęto, eksperci oraz przedstawiciele rządów zgłosili do niego ponad 42 tysiące komentarzy i poprawek. Odpowiedziało na nie **91 autorów i redaktorów z 40 krajów, którzy przejrzeli ponad 6000 prac naukowych, a ich wnioski są alarmujące**: próg bezpieczeństwa globalnego ocieplenia to wzrost średniej temperatury globu nie o przyjęte w Porozumieniu Paryskim 2°C a o 1,5°C. Powyżej tej granicy globalne ocieplenie będzie miało katastrofalne skutki, a zmiany mogą okazać się nieodwracalne. Dlatego liczy się każdy ułamek stopnia, a decyzje, które dziś podejmujemy, są krytyczne dla zapewnienia bezpieczeństwa i stabilnych warunków życia dla wszystkich ludzi – dziś i w przyszłości. Jak powiedziała przedstawicielka IPCC dr Valerie Masson-Delmotte, „dobra wiadomość jest taka, że niektóre działania niezbędne do zatrzymania ocieplenia na poziomie 1,5°C już rozpoczęto w różnych zakątkach świata. Konieczne jednak będzie ich przyśpieszenie". Będzie to wymagać „szybkiej i dalekosiężnej" transformacji obejmującej energetykę, przemysł, użytkowanie terenu, transport i aglomeracje. Wypadkowe emisje dwutlenku węgla związane z działalnością człowieka (tzw. „emisje netto") muszą do 2030 r. spaść o 45% (względem wartości z 2010 r.) a do 2050 r. – do zera. Jak ma się do tego budowa elektrowni węglowej, która emitowałaby 6 mln ton tego gazu rocznie do roku 2063? Przedstawiciele Energi i Enei nie potrafią odpowiedzieć na to pytanie, ale widmo katastrofy klimatycznej, która uderzy w nas wszystkich, najwyraźniej nie jest dla nich przekonującym argumentem. Być może większą siłę przekonywania będzie miał twardy rachunek ekonomiczny i apele akcjonariuszy. Jak powiedziała dyrektor Meryam Omi z LGIM: „rynek energii szybko się zmienia. Sensownym rozwiązaniem jest dywersyfikacja a nie brnięcie w starą technologię, którą wszyscy starają się porzucić*".

- Diana Maciąga - **Koordynatorka ds. klimatu Stowarzyszenia Pracownia na rzecz Wszystkich Istot. Absolwentka biologii na Wydziale Biologii i Nauk o Ziemi UJ. Działa w stowarzyszeniu Pracownia na rzecz Wszystkich Istot m.in. w kampanii stop Elektrowni Północ korzystając z dofinansowania ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.**

Jedyna prawdziwa - w powyższym cytacie informacja - to ta, że się odbył COP24 w Katowicach na który to „Szczyt klimatyczny" w Katowicach - jak wynika z odpowiedzi uzyskanej z Ministerstwa Środowiska – wydano **177 292 850 zł** (wcześniej **252 mln zł zaklepali w spec ustawie posłowie**).

Jak jest naprawdę z CO_2 to pokazują dwa poniższe wykresy, uzyskane z danych pomiarowych w Mauna Loa na Hawajach.



Rys. 16.3. Wykres stężenia CO_2 w ziemskiej atmosferze. Wykres na podstawie danych pomiarowych stacji pomiarowej obserwatorium w Mauna Loa na Hawajach - **19°28′46″N** 155°36′09″W – półkula północna, wysokość Florydy. Mauna Kea (w języku hawajskim biała góra) – najwyższy wulkan archipelagu Hawajów, usytuowany na wyspie Hawai'i i zarazem jeden z największych wulkanów na Ziemi. Szczyt wulkanu Mauna Kea wznosi się na wysokość 4205 m powyżej poziomu morza. (tu źródło tych manipulacji: https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/)

Jak widzimy, przyrost stężenia CO_2 w ziemskiej atmosferze w ciągu ostatnich 60 lat wg obserwatorium w Mauna Loa, to około 80 ppm **co stanowi około 20 % stanu z roku 1958 zaś wahania roczne są w przedziale 6 ppm.**
(Co ciekawe to pomiary te nie mają określonego tolerancji pomiaru, nie podają typu miernika użytego do pomiarów ani jego uchybu. W zawiązku z tym, zgodnie z zasadami metrologii, są zupełnie bezwartościowe.)
Wahania w cyklu rocznym wynikają z cyklicznego rozwoju roślinności w okresie rocznym (spadek stężenia zaczyna się w maju) i tego, że w lecie jest pochłaniane więcej CO_2 co doskonale widać na wstawce na rysunku zatytułowanej „cykl roczny".
Jest oczywiste, że roślinność radzi sobie z CO2 doskonale i nie ma żadnych obaw, co do jego globalnego „wzrostu".

Przyrost w ostatnich 62 latach wykonywania pomiarów stężenia - od poziomu 315 ppm do poziomu 411 ppm – wynika stąd, że wraz ze zwiększoną emisją do atmosfery wzrasta nieznacznie (mikroskopijnie) jego stężenie w atmosferze ziemskiej, ponieważ aby dotrzeć do roślin, musi się ten gaz się rozprzestrzenić, co jest procesem rozłożonym, tak w czasie, jak i w rozległej przestrzeni planety. Roślinność przechwytuje cały ten wyprodukowany CO_2 i nie ma ŻADNEGO zagrożenia.

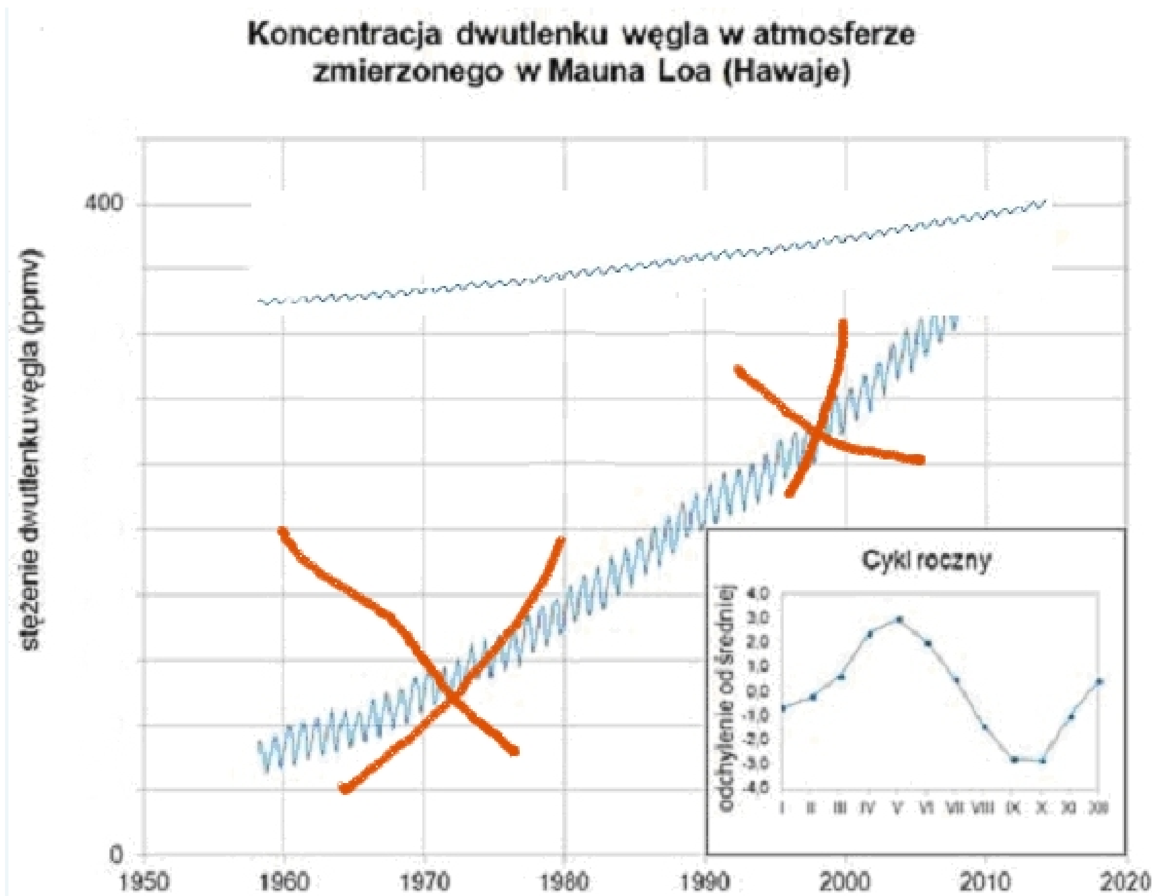
Wrażenie, że stężenie na tym wykresie niebotycznie rośnie jest CELOWO WYWOŁANE przyjętymi skalami w osiach X-Y gdzie to z premedytacją wycechowano oś stężenia dwutlenku węgla Y w zakresie 300 – 410 a nie np. 0 - 500.

Przy skali 0 – 500 wykres byłby prawie płaski i nie robiłby żadnego wrażenia na czytelniku.

Aby łatwiej zrozumieć jakie to jest bezczelne kłamstwo a zarazem **jak prostacka manipulacja**, to proszę spojrzeć na drugi rysunek, gdzie nieudolnie dokleiłem ten sam wykres, gdzie w osi Y zmieniłem skalę jedynie na 0-400.
Prawda, że wrażenie prysło?
Wykresy mają te same dane/wartości pomiarowe, ale wyglądają zupełnie inaczej.

Różnią się **„współczynnikiem wiarygodności".** Ten **pierwszy nie zaczyna się od zera w osi „Y", więc idealnie nadaje się do pokazywania, jak to gwałtownie rośnie stężenie CO_2, gdy w rzeczywistości zmieniło się nieznacznie**.

Tak się hoduje frajerów zielonoładowych manipulując ich prostymi umysłami nieskażonymi żadną wiedzą.
Właśnie tak!



Rys. 16.3.A W osi Y zmieniłem skalę na 0-400 i ... od razu inne wrażenie.

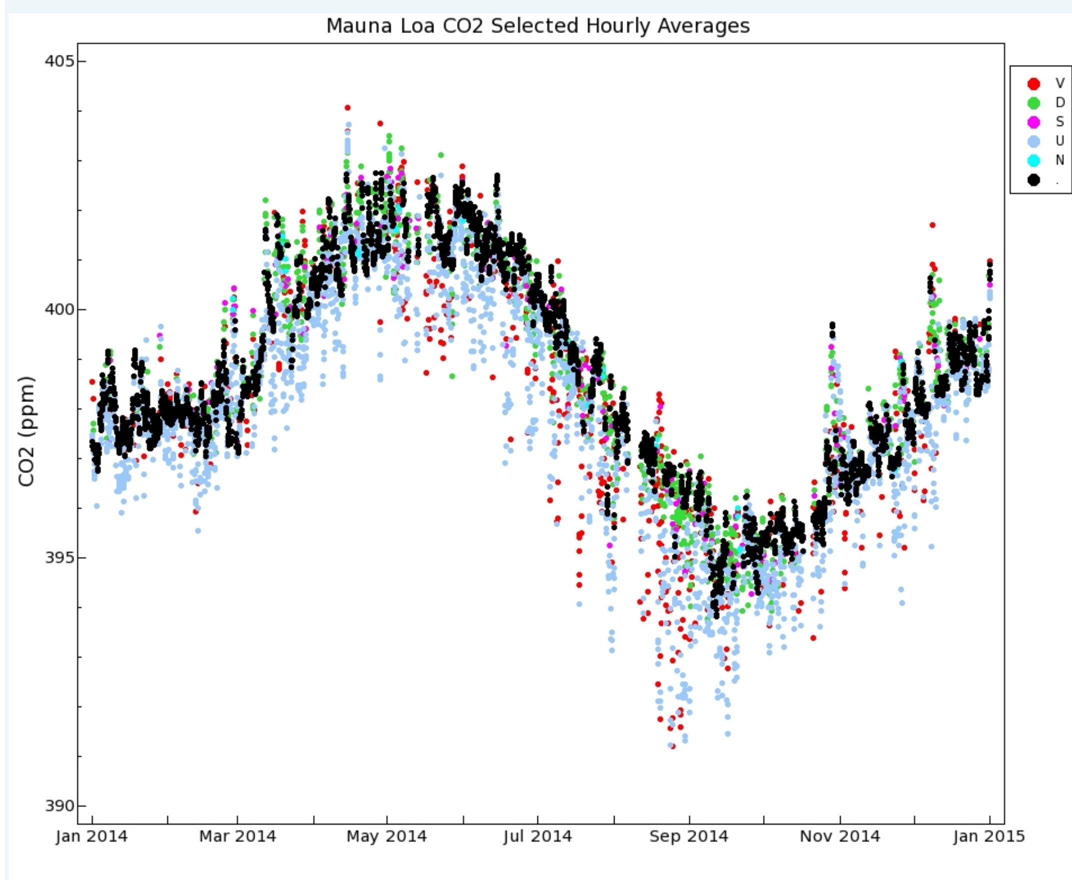


Figure 3. Plot of data with the different selection flags for a typical year (2014).

Rys. 16.3.B A tu mamy (ponoć) rzeczywiste wyniki pomiarów ze stacji pomiarowej obserwatorium w Mauna Loa na Hawajach. źródło: https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/about/co2_measurements.html

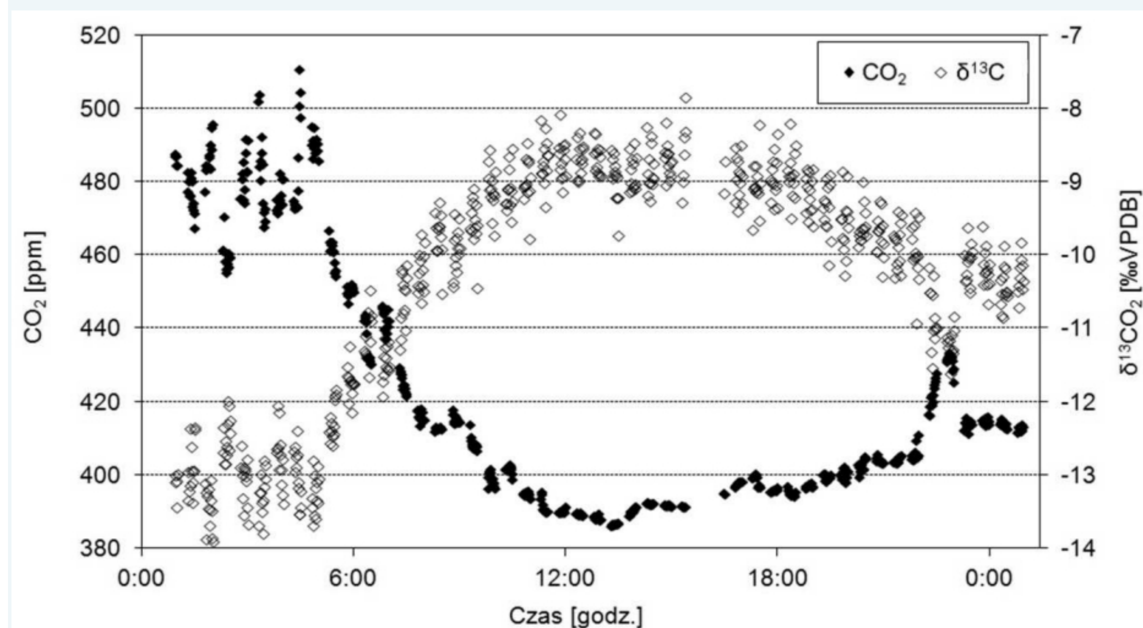
Komentarz do tego rysunku na stronie źródłowej brzmi następująco:

„Hourly means are calculated wherever possible, and how we use that data is indicated by the selection flags. No data are thrown away. The hourly averages are calculated from the 'raw' data, which are the analyzer output values recorded for the air measurements as well as for the reference gas mixtures used for calibration and for the target gas.
On average over the entire record there are 9.0 retained hours per day with background CO2 mole fractions. Because of the upslope wind condition flag 'U', there is only a maximum of 15 hours per day of background values possible. Figure 3 show a plot of the CO2 data for 2014 for each flag type. Even though the data selection method identifies background data properly most of the time, there can still be conditions where the applied selection flag is not appropriate. The user of the data should be aware of this and modify the selection as needed."

i nieporadne tłumaczenie z Google:

"*Tam, gdzie to możliwe, obliczane są średnie godzinowe, a sposób wykorzystania tych danych jest wskazywany przez flagi wyboru. Żadne dane nie są wyrzucane. Średnie godzinowe są obliczane z „surowych" danych, które są wartościami wyjściowymi analizatora zarejestrowanymi dla pomiarów powietrza, jak również dla mieszanin gazów odniesienia użytych do kalibracji i dla gazu docelowego.*
Średnio w całym zapisie zachowało się 9,0 godzin dziennie z ułamkami molowymi CO2. Ze względu na flagę „U" stanu wiatru wznoszącego, możliwe jest tylko 15 godzin dziennie wartości tła. Rysunek 3 przedstawia wykres danych CO2 za rok 2014 dla każdego typu flagi. Chociaż metoda selekcji danych prawidłowo identyfikuje dane tła przez większość czasu, nadal mogą istnieć warunki, w których zastosowana flaga wyboru nie jest odpowiednia. Użytkownik danych powinien być tego świadomy i w razie potrzeby zmodyfikować wybór."

Z opisu wyraźnie widać, że kombinują z jakimiś „flagami" i dopasowują wyniki do tego, co im pasuje. Cenną informacją z tego wykresu jest też to, że widać jak to wyniki pomiarów w tym samym czasie mają rozrzut statystyczny np. we wrześniu 2014 jest to od 392 ppm do 397 ppm. To chociaż trochę je uwiarygodnia – patrz też Rys. 16.3.C. na którym pokazano dokładnie jak „skaczą" rzeczywiste i niepodrasowane wyniki poszczególnych pomiarów, co do swej wartości. W świetle tego lepiej rozumiemy jak słynny wykres z **Rys. 16.3.** został „podrasowany".



Rys. 2. Przykładowy przebieg dobowej zmienności stężenia i składu izotopowego $\delta^{13}C$ atmosferycznego dwutlenku węgla w Krakowie, obserwowany 21 czerwca 2013 roku

Rys. 16.3.C W stacji pomiarowej obserwatorium w Mauna Loa na Hawajach mamy stężenie CO_2 równe 411 ppm +/- 0 a w zadymionym Krakowie 390 ppm. Dobre? Dobre bo prawdziwe! I polskie ...
„Pomiary wykonywano za pomocą spektrometru laserowego Picarro G2101i (Picarro Inc., Santa Clara, California, USA), wykorzystującego technikę spektroskopii strat we wnęce – CRDS (Cavity Ring-Down Spectroscopy).
Z opracowania „Skład izotopowy dwutlenku węgla w atmosferze Krakowa" autorstwa: Alina Jasek, Mirosław Zimnoch, Kazimierz Różański z Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie, Wydział Fizyki i Informatyki Stosowanej, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków; e-mail: alina.jasek@fis.agh.edu.pl. (źródło: http://cejsh.icm.edu.pl/cejsh/element/bwmeta1.element.desklight-e8255b78-2f3c-4a5c-a670-fdcf9a67aab6/c/Alina_Jasek_i_in.pdf)

(Prezentowane badania były finansowane z funduszy Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego (projekt 817.N-COST/2010/1; badania statutowe), stypendium Krakowskiego Konsorcjum Naukowego im. Mariana Smoluchowskiego „Materia-EnergiaPrzyszłość" oraz projektów badawczych w ramach programów ramowych UE (TTorch, COST SIBAE).)"

Drugim takim źródłem jest Praca doktorska mgr inż. Alina Jasek-Kamińska pt. "Badanie zmienności strumienia i składu izotopowego biogenicznych emisji dwutlenku węgla do atmosfery na terenie aglomeracji krakowskiej", promotor: prof. dr hab. Kazimierz Różański, promotor pomocniczy: dr inż. Mirosław Zimnoch.
tu źródło: http://winntbg.bg.agh.edu.pl/rozprawy2/11193/full11193.pdf

Dane użytego spektrometru laserowego Picarro G2101i

G2101i (Picarro Inc) laser spectrometer: CO_2 isotopic analyser
- For $\delta\ ^{13}C$ (380-500ppmv) and CO_2 (380-500ppmv)
- Simultaneous and continuous measurement at 1Hz
- Cavity Ring-Down Spectroscopy
- 1σ – 5min precision for $\delta\ ^{13}$**C: <0.3‰**
- 1σ – 30sec **precision for CO_2: 200ppbv** (^{12}C)/**10ppbv** (^{13}C)

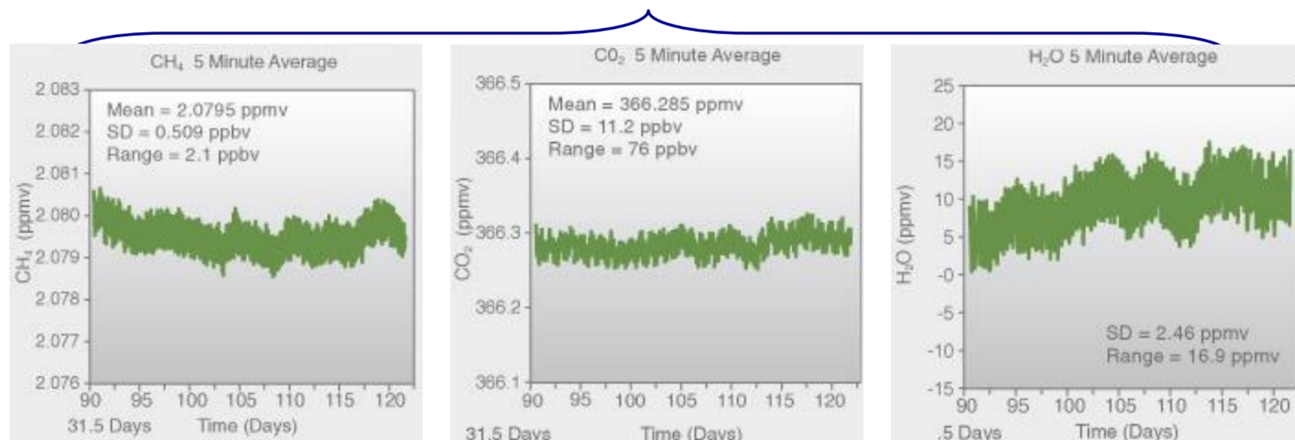
gdzie: ppm - parts per million, ppb - parts per billion – po polsku miliard.

Zwraca uwagę **20x mniejsza dokładność pomiaru** dla tej najważniejszej składowej $^{12}CO_2$ która stanowi 98,938 %.
źródło: https://www.ecotron.cnrs.fr/wp-content/uploads/2020/03/Technical_sheet_IsoFlux_CNRS-Ecotron-Montpellier.pdf

Dane użytego spektrometru laserowego Picarro G2101i ze strony producenta

Molecule	Specified Precision (1σ of 5 min averages)	Guaranteed Specification Range
N_2O	< 5 ppb	0.3 to 200 ppm
CO_2	**< 200 ppb**	**380 to 5,000 ppm**
CH_4	< 5 ppb	1.5 to 12 ppm
NH_3	< 1 ppb + 0.05% of reading	0 to 300 ppb
H_2O	< 100 ppm	0 to 3 %

Guaranteed stability over 30 days (CO_2): < 50 ppb (0.012% @390 ppmv)
(1) źródło: https://www.picarro.com/sites/default/files/Dennis_ProductPortfolio_ASITA2014_public.pdf



Rys. 16.3.D A tu z powyższego źródła (1) mamy pokazaną (środkowy rysunek) stabilność analizatora Picarro mierzoną w ciągu 30 dni. Błąd oscyluje w granicach +/- 0,11 mierzonych cząsteczek. To jak to jest z tymi pomiarami z Mauna Loa z dokładnością do 1/100 ppm jak to cytuję niżej za Gazeta.pl. To chyba jakiś Zielono-Ładowy żart?

Jak widać z powyższych specyfikacji producenta, to **spektrometr laserowy Picarro G2101i** dosyć dokładnie mierzy molekuły z izotopem węgla np. ^{14}C (abundacja 10^{-12} %), ^{13}C (abundacja 1,078 %) zaś z molekułami z podstawowym ^{12}C (abundacja 98,938 %) radzi sobie fatalnie. (Abundacja to "obfitość").
Jak podaje dr Alina Jasek-Kamińska w cytowanej pracy doktorskiej „precyzja pomiaru stężenia CO_2 (średnia krocząca 30s, 1δ z 1h pomiaru) ma wartość 200 ppb (^{12}C), 10 ppb (^{13}C)”. (ppm - parts per million, ppb - parts per billion – po polsku miliard)

Weźmy jeszcze jedno polskie opracowanie naukowe na temat, cyt. *„Celem opracowania jest zbadanie parametrów powietrza wewnętrznego w salach dydaktycznych i określenie na ich podstawie siły związku pomiędzy wilgotnością względną i stężeniem dwutlenku węgla. Parametry te w pomieszczeniach bez wentylacji mechanicznej, gdzie głównym źródłem zanieczyszczeń są ludzie, wilgotność względna i stężenie dwutlenku węgla, są skorelowane. Nieznana jest siła tej korelacji.*
Badania zostały zrealizowane w ramach pracy nr S/WBIS/04/2014 i sfinansowane ze środków na naukę MNiSzW oraz Programu współpracy naukowej pomiędzy Politechniką Białostocką w Białymstoku a School of Engineering Sciences of Belmez, University of Córdoba na lata 2015-2020, „Możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w kontekście poprawy efektywności energetycznej i jakości powietrza w budynkach i innych obiektach” oraz 44. Virtual and Intensive

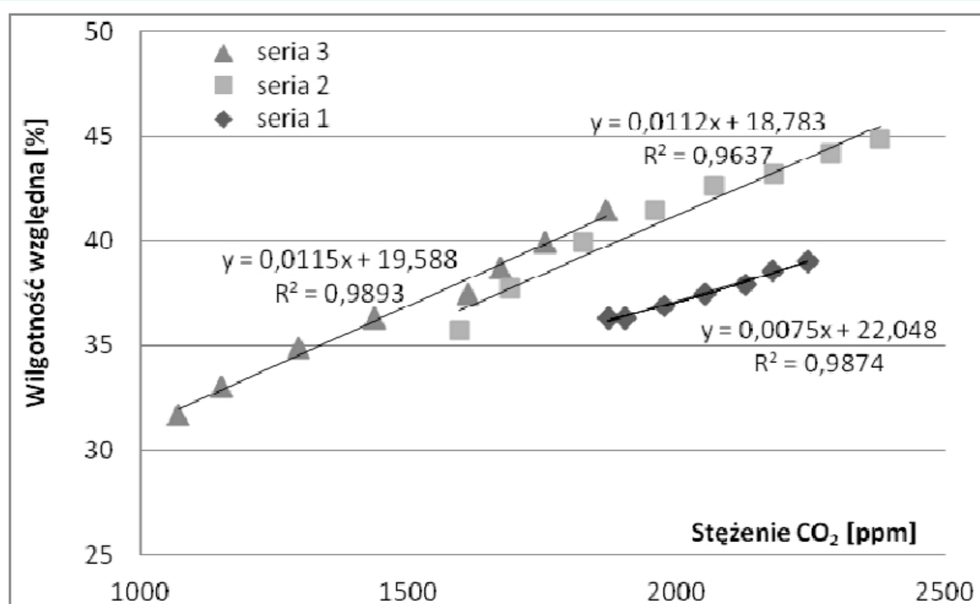
Course Developing Practical Skills of Future Engineers (VIPSKILLS) Erasmus+, Number of the Grant Agreement 2016-1-PL01-KA203-026152."
Jest to opracowanie pt. „Zależność stężenia dwutlenku węgla i wilgotności względnej w sali dydaktycznej - studium przypadku" autorów: dr hab. inż. Katarzyna Gładyszewska-Fiedoruk prof. PB z Politechnika Białostocka, Katedra Ciepłownictwa, Ogrzewnictwa i Wentylacji, ul. Wiejska 45A, 15-351 Białystok i prof. (fizyki stosowanej z zakresu plazmy) Antonio RODERO-SERRANO z University of Cordoba, School of Engineering Sciences of Belmez, Spain e-mail: k.gladyszewska@pb.edu.pl.
„Chemik i higienista Max von Pettenkofer stwierdził, że warunki do nauki mogą być lepsze, gdy „zawartość dwutlenku węgla (w powietrzu) nie będzie wynosiła powyżej jednego promila" (1000 ppm) [10, 11].
Wymagania dotyczące jakości powietrza wewnętrznego, w tym stężenia dwutlenku węgla poniżej 1000 ppm oraz wilgotności względnej w zakresie 40÷60%, są ujęte w normach obowiązujących w większości krajów świata [9, 13, 14].
Badania jakości powietrza wewnętrznego w salach dydaktycznych zajmują wielu naukowców w kraju [3, 15, 16] i zagranicą [17-19]."

Badania przeprowadzono w sali dydaktycznej.
„Sala dydaktyczna, w której wykonano pomiary, znajduje się w budynku WBiIŚ PB w Białymstoku (rys. 1).
W badanej sali jest tylko wentylacja naturalna (wentylacja grawitacyjna kanałowa i infiltracja przez szczeliny wokół drzwi na obszerny korytarz). Stolarka okienna jest szczelna (U = 0,8 W/m2K), wykonana z PCV, została wymieniona w 2007 roku.
Wentylacja grawitacyjna w dniu pomiarów usuwała strumień powietrza wynoszący 150 m3/h, co daje 0,5 wymiany na godzinę. Wymieniany strumień powietrza w pomieszczeniu jest zdecydowanie zbyt mały, co zapewne wpływa na słabą jakość powietrza wewnętrznego. Sala przeznaczona jest na 46 osób, jej powierzchnia wynosi 67,25 m2, a kubatura 201,75 m3
.

Tabela 3. **Parametry powietrza zewnętrznego (opracowanie własne)**
Table 3. **Parameters of outside air (own study)**

Parametr	Jednostka	Godzina pomiaru		
		11:15-12:00	12:15-13:00	13:15-14:00
Temperatura	°C	–3,0	–2,2	–2,0
Wilgotność względna	%	91,1	80,2	80,0
Ciśnienie atmosferyczne	Pa	1019,4	1019,6	1019,7
Stężenie dwutlenku węgla	ppm	391	380	374

Tabela 3 przedstawia wyniki pomiarów parametrów powietrza zewnętrznego. Wynika z niej, że w dniu pomiarów panował lekki mróz, ciśnienie atmosferyczne było wysokie i stabilne, więc nastrój osób przebywających w pomieszczeniu powinien być dobry [22], wartość stężenia dwutlenku węgla jest niższa od podawanej w literaturze wartości koncentracji tego gazu 390÷400 ppm [23], powietrze jest niezanieczyszczone. Wilgotność względna jest wysoka, czego należy się spodziewać, gdy na zewnątrz pomieszczeń leży śnieg.



Rys. 3. Korelacja stężenia dwutlenku węgla i wilgotności względnej w sali dydaktycznej; aproksymację wykonano wielomianem drugiego stopnia (opracowanie własne na podstawie wyników pomiarów)

„Czas rozpoczęcia poszczególnych serii pomiarowych: 11:15 - 12:15 - 13:15. Podczas wszystkich serii pomiarowych temperatura w sali była zgodna z normą [9], powietrze było suche. Stężenie dwutlenku węgla było przekroczone już na początku każdej serii pomiarowej (tab. 4), co świadczy o niedostatecznej wymianie powietrza w pomieszczeniu."

Jaki z tych badań wniosek?
Ano taki, że w Białymstoku dla *„powietrza zewnętrznego wartość stężenia dwutlenku węgla jest niższa od podawanej w literaturze wartości koncentracji tego gazu 390÷400 ppm [23]"*
A drugi taki, że dzieci siedzą w sali w której przez cały czas *„stężenie dwutlenku węgla było przekroczone"* i zmieniało się od przedpołudnia do popołudnia w granicach 2244 ppm do 1075 ppm patrz dane w poniższej tabeli:

Tabela 4. **Parametry powietrza wewnętrznego (opracowanie własne)**
Table 4. **Parameters of indoor air (own study)**

Mierzony parametr	Temperatura			Wilgotność względna			Koncentracja CO_2		
Jednostka	°C			%			ppm		
Nr serii pomiarowej	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Czas rozpoczęcia poszczególnych serii pomiarowych	11:15	12:15	13:15	11:15	12:15	13:15	11:15	12:15	13:15
1	20,2	19,9	19,4	36,3	35,7	31,7	1872	1594	1070
2	20,6	20,0	19,7	36,3	37,7	33,0	1903	1689	1150
3	20,8	20,2	20,0	36,9	39,9	34,9	1976	1825	1294
4	21,0	20,4	20,2	37,5	41,5	36,3	2051	1959	1435
5	21,0	20,6	20,4	37,9	42,6	37,5	2129	2069	1611
6	21,0	20,7	20,6	38,6	43,2	38,7	2179	2180	1672
7	21,0	20,7	20,7	39,0	44,2	39,9	2244	2288	1755

W Tabela 4. - parametry powietrza wewnętrznego wykonano *„Wszystkie pomiary prowadzono miernikiem Testo 435-4: pomiary temperatury w zakresie od 0 do +50°C z dokładnością ±0,3°C; pomiary wilgotności względnej w zakresie od +2 do +98%RH z dokładnością ±2%RH; oraz* ***pomiary stężenia dwutlenku węgla w zakresie od 0 do +5000 ppm CO_2 z dokładnością ±50 ppm CO_2 ±2% mierzonej wartości****."*
Widać więc naukowe podejście z oszacowaniem błędu w formie podania typu miernika i jego dokładności pomiarowej.

Trzeci wniosek jest taki, że szanujący się naukowcy zawsze podają zakres błędu w swoich pomiarach tylko nie wiedzieć czemu nie robią tego aktywiści klimatyczni z **w Mauna Loa na Hawajach?**
Powiem więcej, w obowiązkowych badaniach pięcioletnich ochrony od porażeń prądem elektrycznym, dla dużych budynków w Polsce - na podstawie ustawy „Prawo budowlane" – dokonujący pomiarów technik ma obowiązek przedstawić w raporcie dane na temat przyrządu pomiarowego, którym mierzył instalację elektryczną ~230/400 V.
Musi podać typ przyrządu, jego nr fabryczny i aktualne świadectwo jego legalizacji wydane przez uprawniony urząd dozoru/laboratorium sprawdzające.
Wynika więc, że tylko aktywiści klimatyczni z **w Mauna Loa na Hawajach nie mają z tym nic wspólnego i terroryzują cały świat swoimi genialnymi pomiarami wziętymi z sufitu.**

Do jakiego absurdu doprowadzono „społeczny dyskurs" o wzroście CO_2 niech świadczy tekst z najbardziej wpływowej gazety w Polsce, gdzie to już mierzy się poziom stężenia dwutlenku węgla w atmosferze z dokładnością do 12/100 pojedynczej cząsteczki CO_2. Tak, tak, to nie jest żart, cyt.:
„Na początku maja tego roku padł kolejny - niestety przewidywalny - rekord stężenia dwutlenku węgla w atmosferze. Na Mauna Loa ***zarejestrowano 418.12 ppm****. "Ponownie padł rekord. Będzie on oczywiście ustanawiany kolejny i kolejny raz, ponieważ stężenie CO_2 w atmosferze będzie rosło. Prawdziwym zmartwieniem jest coraz większe tempo wzrostu. Zbliżamy się do poziomu 420 ppm. Uznawany za 'bezpieczny' poziom 350 ppm przekroczyliśmy w 1987 roku" -* ***napisała aktywistka klimatyczna Greta Thunberg****."*
A napisał to Gazecie.pl małoletnia *„aktywistka klimatyczna Greta Thunberg"*, tu źródło:
https://wiadomosci.gazeta.pl/wiadomosci/7,174372,25923862,padl-rekord-co2-w-atmosferze-gdy-ostatnio-bylo-go-tak-duzo.html
Tak nawiasem to redakt Gazeta.pl Patryk Strzałkowski nie zna angielskiego, bo na stonie Mauna Loa podają: *„**Monthly Average** Mauna Loa CO2 - december 2020: 414.02 ppm, December 2019: 411.76 ppm"* a więc ŚREDNIA MIESIĘCZNA!
Ni to się śmiać – nit to płakać. Chyba trzeba pochylić czoła przed tymi wariatami którzy mierzą 12/100 pojedynczej cząsteczki CO_2. Tu żródło tych Zielono-Ładowych mądrości: https://www.co2.earth/daily-co2

Podobnie na stronie dofinansowanej z programu „Społeczna odpowiedzialność nauki" Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego podają do wierzenia, cyt.:
*„**Dwutlenek węgla jest produktem spalania paliw kopalnych, który w największym stopniu przyczynia się do globalnego ocieplenia**. Jego ilość w atmosferze osiągnęła w 2019 r.* ***nowy rekord, średni poziom CO_2 przekroczył 410,5 ppm*** *- pisze WMO w opublikowanym w poniedziałek raporcie na temat gazów cieplarnianych."*

źródło: https://naukawpolsce.pap.pl/aktualnosci/news%2C84950%2Cwmo-stezenie-gazow-cieplarnianych-rekordowo-wysokie-mimo-pandemii-i
Ci trochę bardziej przytomni więc dzielą cząsteczkę CO_2 „tylko" na pół. Taki to poziom reprezentuje polska nauka ze swoim ministrem na czele który dofinansowuje takie badziewie.

Święty Paweł - w drugim liście do Tymoteusza – napisał o naszych czasach, wprost to wyprorokował, gdy napisał jak „***Zwalczać wszelkie zło!"***:

„4.1. Zaklinam cię wobec Boga i Chrystusa Jezusa, który będzie sądził żywych i umarłych, i na Jego pojawienie się1, i na Jego królestwo: 2 głoś naukę, nastawaj w porę, nie w porę, [w razie potrzeby] wykaż błąd, poucz, podnieś na duchu z całą cierpliwością, ilekroć nauczasz. 3 ***Przyjdzie bowiem chwila, kiedy zdrowej nauki nie będą znosili, ale według własnych pożądań - ponieważ ich uszy świerzbią - będą sobie mnożyli nauczycieli. 4 Będą się odwracali od słuchania prawdy, a obrócą się ku zmyślonym opowiadaniom. 5 Ty zaś czuwaj we wszystkim, znoś trudy, wykonaj dzieło ewangelisty, spełnij swe posługiwanie!****."* (2Tm, 4,1-5)

Dobrze ten obłęd ujął Wiktor Kobyliński – redaktor czasopisma „Najwyższy Czas!", w numerze z 5 grudnia 2015 publikując artykuł „Globalna ściema" mówiąc młodzieżowym językiem. W artykule czytamy m.in.:
„15 lutego 2013 roku świat obiegła wieść o szkodach poczynionych przez wybuch znacznej wielkości meteorytu nad rosyjskim Czelabińskiem. Po kilku miesiącach obserwacji okazało się, że pył powstały z tego zdarzenia rozprzestrzenił się równomiernie – ale tylko na półkuli północnej! (…)
Jak wykazują pomiary – zmiany temperatury powierzchni Ziemi są globalne. Wzrost stężenia CO_2 na obu półkulach jest identyczny, to znaczy również jest globalny. Jednak ilość dwutlenku węgla emitowanego przez spalanie węgla kopalnego na półkuli północnej jest około 16-krotnie wyższa od jego emisji na półkuli południowej, a – co jest kluczowe w tym zagadnieniu – naturalny transport składników atmosfery pomiędzy półkulami jest fizycznie niemożliwy. Jest to wynikiem prawa fizycznego zwanego ***prawem*** *Coriolisa. (…)*
Założona przez IPCC teza (...), iż przyczyną zmian stężenia CO_2 w atmosferze i przyczyną globalnego ocieplenia/ochłodzenia jest antropogeniczna emisja CO_2 przy spalaniu węgla kopalnego – jest nieprawdopodobna. (...)"
tu źródło: https://naukaoklimacie.pl/aktualnosci/ziemia-na-obu-polkulach-ma-dwie-osobne-atmosfery-serio-123

„Ruch obrotowy Ziemi wokół własnej osi, będący przyczyną występowania dni i nocy, powoduje również występowanie tzw. siły Coriolisa, która odchyla prądy powietrzne na półkuli północnej w prawo, a na południowej w lewo. Działanie tej siły rośnie w miarę oddalania się od równika w kierunku biegunów. Siła Coriolisa przyczynia się do powstawania komórek globalnej cyrkulacji powietrza, silnie kształtującej klimat naszej planety."
źródło: https://ziemianarozdrozu.pl/encyklopedia/11/strefy-klimatyczne-na-ziemi

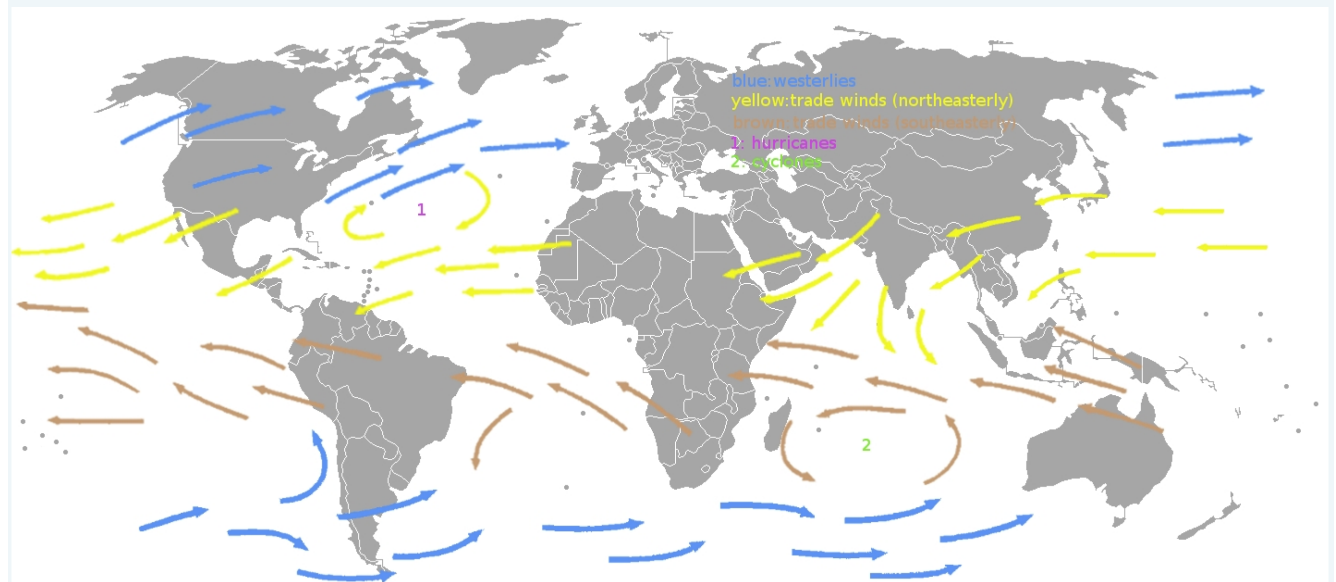
W tej strefie następuje stłoczenie powietrza, co powoduje, że zaczyna ono opadać. W ten sposób na obydwu półkulach powstają zwrotnikowe strefy wysokiego ciśnienia uwarunkowane przyczynami dynamicznymi. Następnie część powietrza odpływa dołem ku równikowi, a część w stronę biegunów. Przemieszczające się dołem ku równikowi prądy powietrzne zmieniają pod wpływem siły Coriolisa kierunek odchylając się bardziej na zachód. Masy powietrza zbliżając się do równika poruszają się coraz wolniej, nabierają wilgoci od podłoża, siła Coriolisa działa słabiej i ruchy pionowe (wznoszące) zaczynają przeważać nad poziomymi. W ten sposób międzyzwrotnikowy układ cyrkulacyjny zamyka się i nosi nazwę komórki Hadleya.

W globalnej cyrkulacji atmosfery wyróżnia się komórki cyrkulacyjne, występujące na obu półkulach, w obrębie których odbywa się ruch mas powietrza.
- *komórka Hadleya – w niskich szerokościach geograficznych obu półkul występuje komórka cyrkulacji powietrza, zwana komórką Hadleya. Krążenie powietrza odbywa się tam między zwrotnikami a równikiem i nosi nazwę cyrkulacji pasatowej.*
- *komórka Ferrela – w podzwrotnikowych i umiarkowanych szerokościach geograficznych na obu półkulach występują komórki Ferrela.* ***Powietrze krąży między 30° a 60° szerokości geograficznej północnej i południowej****.*
- *komórka polarna – w okolicach biegunów cyrkulacja odbywa się w komórkach okołobiegunowych. Powietrze krąży od stabilnych układów wysokiego ciśnienia nad biegunem w stronę kół podbiegunowych.*

źródło: https://pl.wikipedia.org/wiki/Cyrkulacja_powietrza

„Ponieważ wiele obszarów na kuli ziemskiej posiada stałe cechy termiczne, dlatego- oprócz wiatrów o zmiennych kierunkach występują wiatry stałe stanowiące część ogólnej cyrkulacji atmosfery.
W strefie międzyzwrotnikowej występuje stała cyrkulacja pastowa (passata z hiszpańskiego przejazd) Obszarem silniej nagrzewanym są okolice równikowe, natomiast słabiej zwrotnikowe. Stąd stały przypowierzchniowy ruch powietrza do zwrotnika ku biegunom zwany pasatem, występuje on najwyraźniej na oceanach w odległości 350 km od brzegu, jego średnia prędkość 5-8 m/s. W języku angielskim pasaty określa się jako "trade winds", czyli w dosłownym tłumaczeniu "wiatry handlowe", ponieważ umożliwiały one żeglugę przez ocean i handel z Nowym Światem.
Na półkuli płn. są to wiatry stałe z płn.-wsch. a na półkuli płd. z poł.-wsch. Oddzielone są nawzajem od siebie pasem ciszy równikowej tj. stanem atmosfery przy którym wiatr jest tak słaby, że nie może pochylić nawet słupa dymu, występuje on w okolicach podzwrotnikowych często na Atlantyku gdzie panuje średnio jedną dobę na miesiąc.
W strefie umiarkowanej zaczyna się tendencja do ruchu powietrza w kierunku przeciwnym od wyżów zwrotnikowych ku niżom w okolicach 60
(działająca na ciało poruszające się horyzontalnie proporcjonalnie do prędkości i prostopadle do kierunku ruchu w prawo na płn. i w lewo na poł. półkuli) nadaje im kierunek zbliżony do zachodniego.

W strefach polarnych wiatry wieją od stałych wyżów biegunowych ku niższym szerokościom geograficznym i tu- podobnie jak w strefie okołorównikowej- skręcają silnie ku zachodowi.
Pasaty występują w warstwie od 2 km wysokości latem nad równikiem. Powyżej tej warstwy występują antypasaty wiejące w kierunku zachodnim.
Antypasaty powstają ponieważ nagrzewane silne powietrze w strefie około zwrotnikowej wznosi się do górnych warstw troposfery skąd rozpływa się dwoma strumieniami ku zwrotnikom (do 25-30° szer. geog.) jednocześnie ulegając odchyleniu tzn. powietrze ulega rozgęszczeniu zmniejsza się obwód troposfery."
źródło: https://sciaga.pl/tekst/51033-52-wiatry_na_ziemi_pasaty_i_monsuny



Mapa wiatrów na Ziemi. Pasaty zaznaczone na żółto i brązowo.

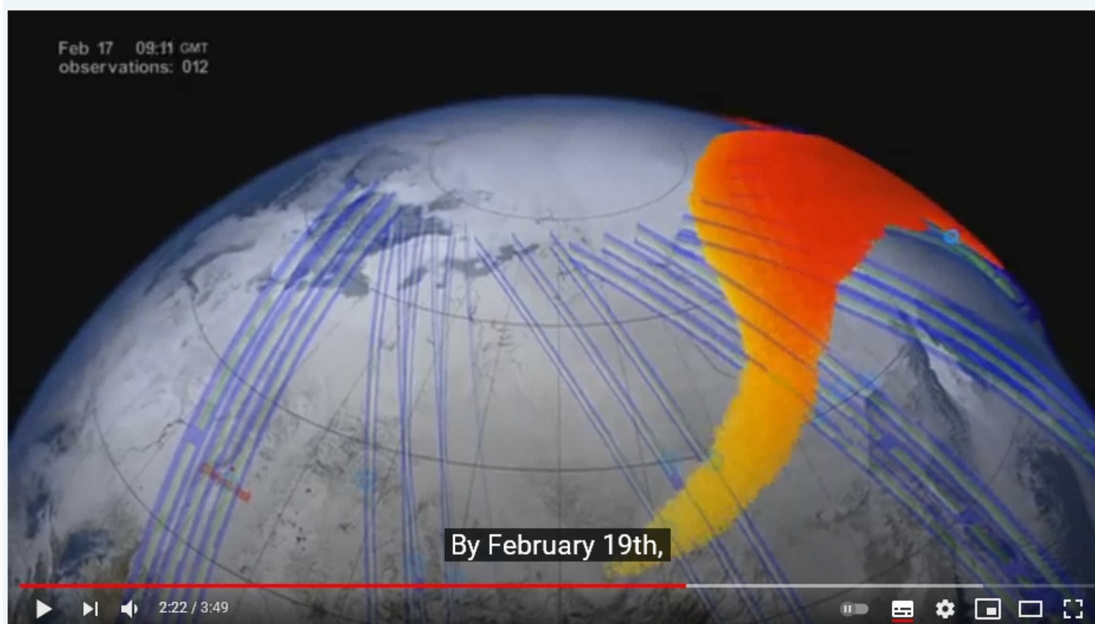
Wiktor Kobyliński: ***...transport poprzez atmosferę płynów oraz gazów pomiędzy pókulami jest niemożliwy ...***
„Skoro koncentracje dwutlenku węgla na półkuli północnej i południowej rosną w podobnym tempie, to ***nie może za to odpowiadać człowiek, który emituje CO_2 głównie na półkuli północnej****. Transport substancji pomiędzy półkulami jest fizycznie niemożliwy.*"

Potwierdzeniem słusznych spostrzeżeń pana Wiktora Kobylińskiego jest film o tym jaki to ślad w atmosferze pozostawił meteor o wadze 10 000 ton który eksplodował zaledwie 23 km nad miastem Czelabińsk w Rosji 15 lutego 2013 r. W przeciwieństwie do poprzednich tego typu wydarzeń, tym razem naukowcy dysponowali bardzo czułym instrumentem OMPS na elektrowni jądrowej, który dostarczał bezprecedensowe dane i pomagał im śledzić i badać meteorytowy pióropusz krążący od miesięcy w atmosferze ziemskiej. Ten film pokazuje, jak dokładnie przewidywanie modelu pokrywało się z obserwacjami satelitarnymi. Tu źródło: https://svs.gsfc.nasa.gov/cgi-bin/details.cgi?aid=11336

A tu opis do filmu na przywołanej stronie:
„The NPP satellite is a prototype of the next generation polar orbiting JPSS series of satellites. NPP provides scientists and weather forecasters with critical continuity of data allowing them to study long-term climate changes and provide improved weather forecasts. The highly accurate five instruments on board NPP have already proven to deliver an exceptional quality of data thus continuing the legacy of satellites like Terra and Aqua.
Shortly after local sunrise on February 15th of 2013, a meteor as big as a building reached Earth's atmosphere and produced a massive explosion above Chelyabinsk, a densely populated Russian metropolis. The highly sensitive OMPS instrument on board NPP observed the plume from the explosion 1,100km eastward. Scientists used the data from this first observation and ran two NASA models to project the path of the plume. The results show that the plume's higher layer would move ahead of the lower layer due to the difference in wind velocity at higher and lower altitudes. The models also showed that the plume would circumnavigate the entire globe and return to Chelyabinsk by February 19th, 2013. As more OMPS observations came in, it was clear that they coincided with the projected path perfectly. The results from this study proved the accuracy of the models as well as the unprecedented sensitivity of the OMPS instrument. The OMPS instrument was able to detect remains of the plume months after the initial explosion, which helped scientists track and study the plume for a long period of time.."

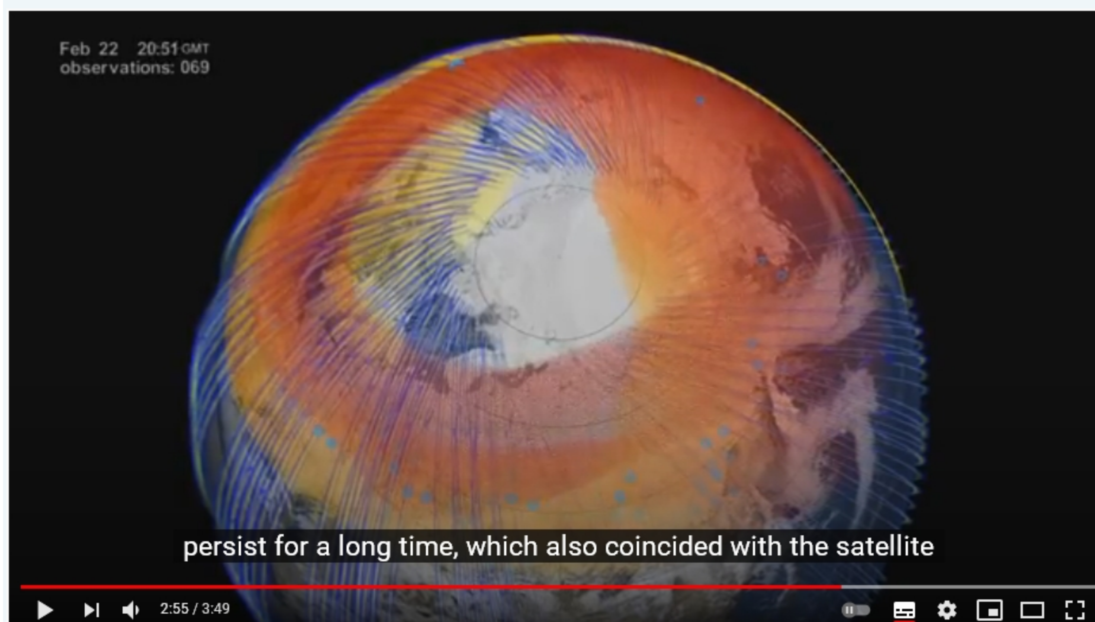
i nieporadne tłumaczenie z Google:
„Satelita NPP jest prototypem serii satelitów JPSS na orbicie polarnej nowej generacji. NPP zapewnia naukowcom i prognostom pogodowym krytyczną ciągłość danych, umożliwiając im badanie długoterminowych zmian klimatu i zapewnianie lepszych prognoz pogody. Pięć bardzo dokładnych instrumentów na pokładzie NPP już udowodniło, że zapewnia wyjątkową jakość danych, kontynuując dziedzictwo satelitów, takich jak Terra i Aqua. Krótko po wschodzie słońca 15 lutego 2013 r. Meteor wielkości budynku dotarł do ziemskiej atmosfery i spowodował potężną eksplozję nad Czelabińskiem, gęsto zaludnioną rosyjską metropolią. Bardzo czuły instrument OMPS na pokładzie elektrowni jądrowej obserwował pióropusz od wybuchu 1100 km na wschód. Naukowcy wykorzystali dane z tej pierwszej obserwacji i opracowali dwa modele NASA, aby zaprojektować ścieżkę smugi. Wyniki pokazują, że wyższa warstwa smugi przesunęłaby

się przed niższą z powodu różnicy prędkości wiatru na wyższych i niższych wysokościach. Modele pokazały również, że pióropusz opłynie cały glob i wróci do Czelabińska do 19 lutego 2013 r. W miarę jak pojawiły się kolejne obserwacje OMPS, stało się jasne, że zbiegają się one idealnie z zaplanowaną ścieżką. Wyniki tego badania potwierdziły dokładność modeli, a także niespotykaną czułość instrumentu OMPS. Instrument OMPS był w stanie wykryć pozostałości smugi kilka miesięcy po początkowej eksplozji, co pomogło naukowcom w śledzeniu i badaniu smugi przez długi czas.".



NASA | NPP Sees Aftermath of the Chelyabinsk Meteor

Rys. 16.3.E Tu mamy ślad 4 dni po wybuchu meteorytu nad Czelabińskiem. "*A meteor weighing 10,000 metric tons exploded only 23km above the city of Chelyabinsk in Russia on Feruary 15, 2013. Unlike previous such events, this time scientists had the highly sensitive OMPS instrument on NPP to deliver unprecedented data and help them track and study the meteor plume for months. This video shows how accurately the model prediction coincided with the satellite observations.*"



NASA | NPP Sees Aftermath of the Chelyabinsk Meteor

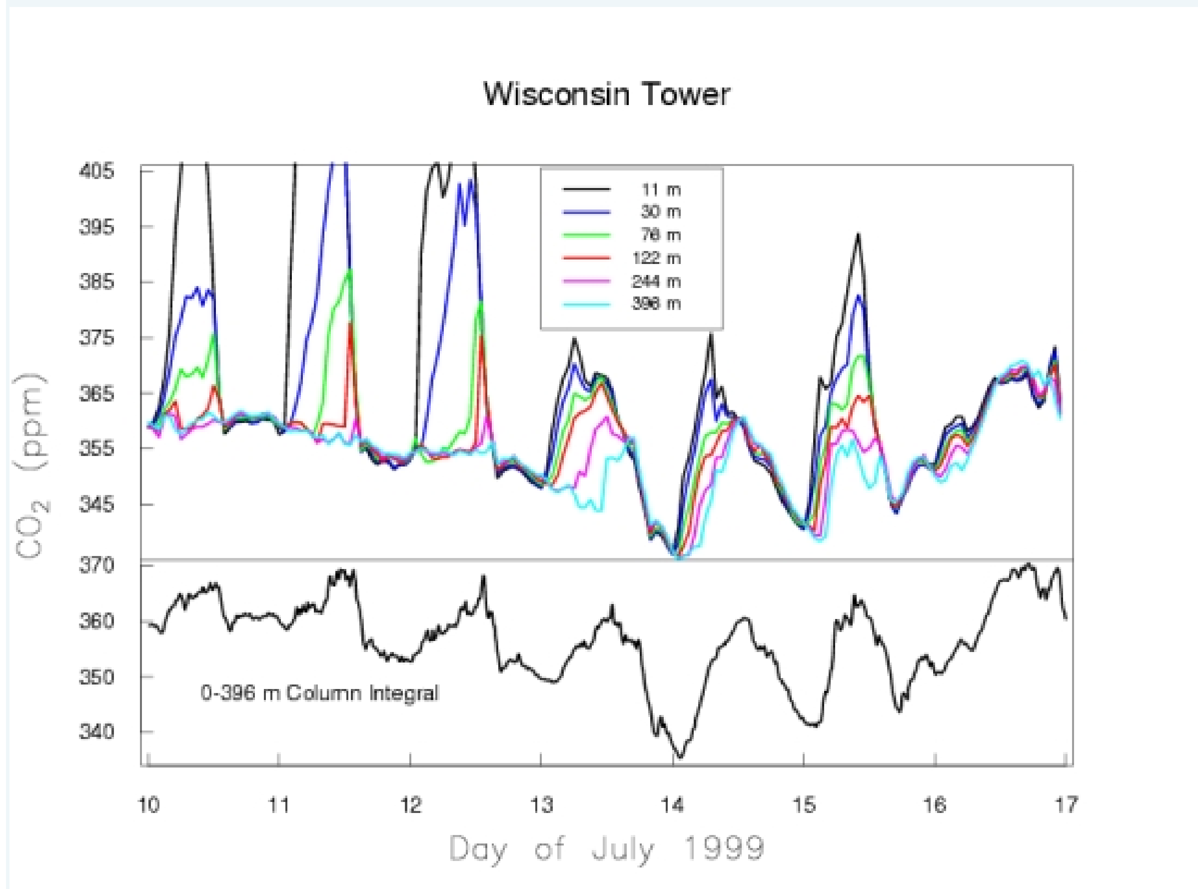
Rys. 16.3.F A tu mamy ślad po długim czasie od wybuchu meteorytu nad Czelabińskiem. Widać wyraźnie, że nie ma żadnego mieszania się powietrza między pókulami ziemskiego globu.

Tak więc pan **Wiktor Kobyliński ma zupełną rację, mówiąc że**:
...transport poprzez atmosferę płynów oraz gazów pomiędzy pókulami jest niemożliwy ...

Poniżej przedstawiam **bardzo ciekawy wykres** z pomiarów CO_2 wykonanych na wysokiej antenie telewizyjnej, na zalesionym obszarze w północnym Wisconsin. Mierzono **w przedziale wysokości od 11 m do 396 m nad ziemią**.
W rozdziale „**10. Zabobony dotyczące instalacji fotowoltaicznych (PV)**" pokazuję analogiczną sytuację na Rys. 10.2. gdzie jest wykres temperatury powietrza z 5 dni, z danych przy budynku w śródmieściu Warszawy w dniach: 29-07-2012 do 02-08-2012. Pokazano na nim kolorem ciemnym niebieskim temperatury od ulicy na wysokości 8 m, zaś kolorem jasnym

niebieskim, na wysokości 80 m. W tym przypadku **też nie ma czegoś takiego jak jedna temperatura otoczenia jak i na rysunku/wykresie z Wisconsin nie ma czegoś takiego jak jedna wartość CO_2.** w funkcji wysokości pomiaru. (To samo pokazuje kolejny Rys. 10.1., na którym w większej skali pokazano wykres temperatury przy budynku w śródmieściu Warszawy dnia 17-07-2010. Kolory analogiczne jak opisane wcześniej.)

Przyjrzyjmy się zatem jakie to cenne informacje niesie poniższy wykres z Wisconsin i czym się różni od tego obiegowego, wyswiechtanego i propagandowego wykresu z **Mauna Loa na Hawajach używanego w kłamstwie założycielskim CO_2.**



Rys. 16.3.G Rysunek ten przedstawia tydzień lipca 1999 z pomiarów CO_2 wykonanych na wysokiej antenie telewizyjnej, na zalesionym obszarze w północnym Wisconsin. **Zwraca uwagę olbrzymi rozrzut wartości mierzonej zależny w sposób oczywisty od wysokości pomiaru od 11 m do 396 m nad ziemią. Wykres ten – jeśli jest prawdziwy – to obala całkowicie „wygładzone i upudrowane" dane pomiarowe stacji pomiarowej obserwatorium w Mauna Loa na Hawajach i te wszystkie oracje o wzroście CO_2. Nie dość, że dolne wartości na wykresie są dużo niższe niż na Hawajach, to jeszcze zmienność dobowa sięga od 50 do 100 ppm w przedziale wysokości 11 m do 396 m nad ziemią daje wiele do rozumienia w obrębie kłamstwa założycielskiego CO_2. Jak można w świetle tych danych mówić o wzroście CO_2 o 2 ppm/rok, co jest nagminnie robione na wielką skalę w związku z wykresem z Mauna Loa. Ten wykres to jest dopiero eleganckie zdemaskowanie kłamstwa klimatycznego. Cenny to wykres.**
źródło: https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/about/co2_measurements.html

Spójrzmy jeszcze (za wikipedia.pl) na skład powietrza na dziś i na wczoraj ... i 60 lat temu. Stanowią go następujące gazy:

	Składnik	**%**	**ppm (z ang. parts per million)**
1.	azot	78,0840	780 840
2.	tlen	20,9460	209 460
3.	argon	0,9340	9 340
4.	CO_2	0,0411	411

Tab. 16.4. Skład procentowy powietrza za wikipedia.pl.

	Stężenie CO_2	Wpływ na organizm człowieka
1.	Do 0,06 % / **600 ppm**	**Akceptowalne warunki świeżości powietrza w pomieszczeniach**
2.	Do 0,1 % / **1000 ppm**	**Górny próg w pomieszczeniach stałego przebywania ludzi według WHO**
3.	Do 1 % / 10000 ppm	Wzrost częstości oddychania
4.	Do 1,5 % / 15000 ppm	Maksymalne stężenie w specyficznych warunkach pracy np. łodzie podwodne
5.	Do 2 % / 20000 ppm	Pogłębiony i szybki oddech, długie przebywanie powoduje uczucie zatrucia
6.	Do 5 % / 50000 ppm	Utrudnione, bardzo szybkie oddychanie, wzrost ciśnienia krwi i częstości tętna
7.	Do 10 % / 100000 ppm	Zaburzenia widzenia, długie przebywanie powoduje utratę przytomności
8.	Powyżej 10 % / 100000 ppm	Utrata przytomności, długie przebywanie grozi śmiercią

Tab. 16.4.A. Wpływ stężenia CO_2 na organizm człowieka.

Następna kwestia to tolerancja pomiarów o której jest cicho-sza jeśli chodzi o pomiary stacji pomiarowej obserwatorium w Mauna Loa na Hawajach.
Nigdzie jeszcze nie spotkałem się z tym jakże podstawowym zagadnieniem w metrologii zwanym tolerancja - bez określenia której, każdy pomiar jest bezwartościowy.

Pokażę o co chodzi na przykładzie prostego miernika CO_2 wykorzystywanego w klimatyzacji **firmy LAB-EL** z siedzibą w Warszawie-Regułach przy ulicy Herbacianej 9.

Typ: LB-852 - Miernik stężenia dwutlenku węgla CO_2 – żródło: https://www.label.pl/po/miernik-co2-lb852.html

Ten miernik dwutlenku (ditlenku) węgla realizuje funkcję autokalibracji, w tym celu przynajmniej raz w tygodniu do włączonego miernika powinno zostać doprowadzone świeże powietrze. Jest to niezbędne do długotrwałej i prawidłowej pracy miernika. Jego podstawowe – nas interesujące parametry – są następujące:

	Opis	Parametry miernika LB-852
1.	Typ czujnika CO_2	NDIR, wbudowany
2.	Zakres pomiaru zawartości objętościowej CO_2	0...10000 ppm (0...1%)
3.	**Dokładność pomiaru CO_2**	**+/- 5% aktualnego wskazania +/- 100 ppm**
4.	Wpływ ciśnienia atmosferycznego	+1,6% wartości mierzonej na każdy 1 kPa w odniesieniu do 100 kPa
5.	Standardowy zakres wyjścia analogowego	0...10000 ppm
6.	Czas nagrzewania miernika po włączeniu zasilania	1 minuta
7.	Odstęp pomiędzy pomiarami	około 5 sekund

Tab. 16.4.B. Miernik stężenia dwutlenku węgla CO_2 LB-852 firmy LAB-EL.

Tak więc dokładność pomiaru CO_2 LB-852 firmy LAB-EL to +/- 5% aktualnego wskazania wartości mierzonej i do tego stały uchyb równy +/- 100 ppm. (**+/- 100 ppm** to błąd systematyczny – błąd wynikający z zastosowanej metody pomiaru lub innych przyczyn na przykład niedających się wykluczyć, ale znanych zjawisk mających wpływ na pomiar).

Ja się pytam – o czym te wszystkie jołopy i uczone w zielono-ładowym piśmie mówią twierdząc, że mierzą z dokładnością 1 ppm?

Pomiar wartości stężenia CO_2 tym miernikiem w obserwatorium Mauna Loa na Hawajach dla wartości rzeczywistej np. 400 ppm miałby następujący zapis: 400 ppm +/- 5% (400 ppm) +/- 100 ppm czyli łącznie: 400 +/- 120 ppm.
A więc równie dobrze mogłoby być 280 jak i 520 ppm a oni mówią o pomiarze z dokładnością do jednej cząstki CO_2!
No ale jest to dosyć tani miernik (do montażu na szynie TS35 za 1 407 zł) więc może dlatego, mierzy tak mało dokładnie. Weźmy inny, duzo droższy.

Dla przykładu inny, znacznie dokładniejszy miernik CO_2 o nazwie Testo 435-4 firmy TESTO w cenie 4 634,48 zł (cztery tysiące sześćset ... zł) posiada parametry:
- pomiary temperatury w zakresie od 0 do +50°C z dokładnością ±0,3°C;
- pomiary wilgotności względnej w zakresie od +2 do +98%RH z dokładnością ±2%RH;
- pomiary stężenia dwutlenku węgla w zakresie od 0 do +5000 ppm **CO_2 z dokładnością ±50 ppm CO_2 ±2%**

W przypadku mierzonej wartości równej „400” dałby wynik **400 ppm +/- 2% (400 ppm) +/- 50 ppm czyli łącznie: 400 +/- 58 ppm czyli równie dobrze mogłoby być 342 jak i 458 ppm.**

Co do pomiarów stężenia CO_2 „na całym globie" to jest oczywistym, że laboratorium w Mauna Loa na Hawajach nie jest ani fortunną ani wystarczającą lokalizacją. „Pomiary" bez podania tolerancji pomiaru, w laboratorium w Mauna Loa na Hawajach, nie spełniają żadnych wymogów w sensie nauki zwanej metrologią. Są zupełnie nie tylko niewiarygodne ale i bezwartościowe. I tyle.

Ukazawszy ogrom tych niekompetencji i zwykłych bredni nawiedzonych i zapewne należycie sponsorowanych zielonoładowców, postawmy proste pytanie określające, co należy zrobić w zakresie pomiarów stężenia CO_2 „na całym globie" i średniej temperatury Ziemi „na całym globie" aby miało to jakikolwiek sens. Odpowiedź jest prosta choć same pomiary średniej temperatury Ziemi „na całym globie" są zupełnie pozbawione sensu.
Dla przykładu na stronie ***ziemianarozdrozu.pl*** czytamy, cyt: „*W ciągu ostatniego stulecia temperatura Ziemi wzrosła średnio o 0.7-0.8°C. Wykres zmian temperatury pokazuje, że szczególnie szybki wzrost jest obserwowany w ciągu ostatnich 20-tu lat.*" – źródło: https://ziemianarozdrozu.pl/encyklopedia/9/zmiany-temperatury-ziemi

Tym niespełna rozumu aktywistom chodzi zapewne o temperaturę powietrza nad gruntem jak to jest mierzone do celów meteorologii również w Polsce ale nic nie rozumiejąc z tego co jest mierzone nie potrafią tego nawet nazwać. Przyjmijmy więc, że chcemy wykonać pomiar stężenia CO_2 w obrębie atmosfery ziemskiej i pomiar temperatury powietrza na wysokości 2 – 3 m nad gruntem a nie „*temperatury Ziemi*" jak to nazywają te skończone matoły po akademiach pierwszomajowych i wyższych szkołach gotowania na gazie.

Pomiary temperatury wykonuje się na całym świecie w stacjach meteorologicznych (ogródek meteorologiczny). Na terenie stacji meteorologicznej wykonuje się pomiary: temperatury powietrza na wysokości 2 m nad poziomem gruntu,
Terminy obserwacji różnią się w zależności czy wykonywane są dla potrzeb synoptycznych czy klimatycznych. obserwacje dla potrzeb klimatologii dokonuje się w godzinach: 7:00, 13:00 i 19:00 pomiar powinien być wykonany w terminach związanych z "lokalnym południem", wschodem i zachodem Słońca. **Nie wykonuje się ich w nocy a przez to nie są miarodajne w zakresie ustalenia „temperatury Ziemi".** Poza tym częstość tych pomiarów jest zbyt mała. Temperatura powietrza potrafi się zmienić lokalnie w ciągu kilkunastu minut o ponad 10 °C np. podczas gwałtownej burzy.
źródło: https://pl.wikipedia.org/wiki/Stacja_meteorologiczna

Jak wykonać prawidłowe pomiary - dla ułatwienia zrozumienia czytelnikowi - przedstawimy te wymogi metodyki badań w formie poniższej tabeli:

	Wymogi metodyki do prawidłowego pomiarów składnika atmosfery* ziemskiej, gazu CO_2, w obrębie ziemskiej atmosfery	Wymogi metodyki do prawidłowych pomiarów temperatury powietrza całego globu na wysokości 2 m nad gruntem zwanego przez zielonoładowców „temperaturą ziemi"
	OPIS BADANEGO OBIEKTU	**OPIS BADANEGO OBIEKTU**
1	**Badanym obiektem jest objętość powietrza ograniczona od dołu płaszczyzną sferyczną powierzchni Ziemi równą 510 072 000 km² a od góry ograniczona jest płaszczyzną sferyczną końca mezosfery na wysokości ok. 100 km, której powierzchnia jest niewiele większa od powierzchni Ziemi.** Razem obiekt pomiarowy stanowi objętość **51 007 200 000 km^3.** ____________________ *Atmosfera ziemska jest niejednorodną powłoką złożoną z mieszaniny gazów zwanej powietrzem. Głównymi składnikami suchego powietrza są: azot (78,084% objętości), tlen (20,946%), argon (0,934%), dwutlenek węgla (0,0408%). • troposfera (do około 12 km) Strefa leżąca nad powierzchnią Ziemi, najcieńsza, ale też najgęstsza z wszystkich warstw, skupiająca ponad połowę masy powietrza atmosferycznego. Jej wysokość uzależniona jest od maksymalnej wysokości do jakiej dociera konwekcja, a więc nad zimnymi biegunami kończy się ona już na wysokości 8 km, natomiast nad równikiem sięga nawet 18 km. • stratosfera (12–50 km) Wraz ze wzrostem wysokości powietrze się dalej rozrzedza, a jego ciśnienie maleje. Na wysokości około 19,2 km ciśnienie atmosferyczne, 47 torów (około 63 hPa), zrównuje się z ciśnieniem nasyconej pary wodnej w temperaturze 37 °C, co powoduje wydzielanie się gazów w postaci pęcherzyków z płynów ustrojowych, czyli ich wrzenie[5]. Piloci latający na takich wysokościach muszą nosić skafander ciśnieniowy. Temperatura powietrza zaczyna tutaj wzrastać, gdyż powietrze na tej wysokości intensywnie pochłania promieniowanie ultrafioletowe Słońca. • mezosfera (50–85 km)	**Badanym obiektem jest cała powierzchnia globu ziemskiego** – lądy z rzekami i jeziorami, górami i oceany oraz morza. Powierzchni Ziemi równa jest 510 072 000 km² w tym: • 148 940 000 km² lądu (29,2%) • 361 132 000 km² wody (70,8%) Razem obiekt pomiarowy stanowi objętość **510 072 000 km²**

	Następuje tutaj wyraźny spadek temperatury od 0 do –70 °C. Dzienne niebo zmienia kolor z błękitnego na granatowoczarny, pojawiają się na nim gwiazdy. Obserwator znajdujący się na wysokości mezosfery widzi już w dole błękitną wstążkę atmosfery, nad którą rozciąga się czerń kosmosu. Ciśnienie atmosferyczne i gęstość powietrza spadają do śladowych wartości. Skład chemiczny atmosfery pozostaje jednak cały czas stały.	
2	**ROZMIESZCZENIE PUNKTÓW POMIAROWYCH NA BADANYM OBIEKCIE**	**ROZMIESZCZENIE PUNKTÓW POMIAROWYCH NA BADANYM OBIEKCIE**
	Zakładając sensowny skok rozmieszczenia punktów pomiarowych równy 1 km, co wydaje się racjonalne dla tego typu pomiarów, należałoby wyznaczyć takie punkty w ilości 510 072 000 szt. i zainstalować w każdym z nich mierniki/laboratoria - o odpowiedniej tolerancji pomiaru - rozmieszczone wertykalnie (w pionie) również co 1 km czyli 80 szt. w pionie na jeden punkt pomiarowy. **Każdy rozumie, że jest to niemożliwe ze 101 powodów, więc podejdźmy do tego bardziej racjonalnie, ale tak, aby coś sensownego zmierzyć**. Skoro chcemy mówić o pomiarze na całym globie w warunkach spełniających choćby tylko w zarysie wymagania metrologii, to należałoby np. rozmieścić małe laboratoria pomiarowe na zakotwiczonych statkach, w ilości przynajmniej 20 szt./jeden południk, rozstawione np. wzdłuż dwóch południków na Oceanach Atlantyckim i Spokojnym, np. co 1000 mil i mierzyć na wysokościach np. 0,1 km, 1 km, 5 km, 10 km, 20 km .... Te około 200 punktów pomiarowych, to nie byłoby to idealne odniesienie do „całej ziemi”, ale dawałoby chociaż namiastkę uczciwości w otrzymanych wynikach, w odniesieniu do dwóch półkul globu ziemskiego.	W przypadku pomiaru „temperatury Ziemi” założenie skoku odległości rozmieszczenia punktów pomiarowych nie może przekraczać 100 mb – patrz Rys. 10.1. i Rys. 10.2. (Wykres temperatury przy budynku w śródmieściu Warszawy) i wnioski tam zapisane. Wydaje się to racjonalne dla tego typu pomiarów te 100 mb skoku siatki pomiarowej. Należałoby więc wyznaczyć w siatce kwadratów takie punkty, w ilości 51 007 200 000 szt. i zainstalować w każdym z nich mierniki/laboratoria rozmieszczone po jednym na jeden punkt. Razem 51 007 200 000 mierników/laboratoriów do pomiarów CO_2 z pomiarem okresowym w odstępie 1 min. **I znowu każdy rozumie, że jest to niemożliwe ze 101 powodów, więc podejdźmy do tego bardziej racjonalnie, ale tak aby coś sensownego zmierzyć**. Niestety, ale w tym przypadku, skoro chcemy mówić o pomiarze temperatury warstwy powietrza przyściennej do gruntu/wody na całym globie w warunkach spełniających choćby tylko w zarysie wymagania metrologii, to nie możemy postąpić podobnie jak zaproponowano w przypadku „zakotwiczonych statków, w ilości przynajmniej 20 szt., rozstawione np. wzdłuż dwóch południków na Oceanach Atlantyckim i Spokojnym”, **bo to nie ma najmniejszego sensu w przypadku pomiaru temperatury.**
3	**WYKONALNOŚĆ POMIARÓW GAZU CO_2, W OBRĘBIE ZIEMSKIEJ ATMOSFERY**	**WYKONALNOŚĆ POMIARÓW TEMPERATURY POWIETRZA CAŁEGO GLOBU NA WYSOKOŚCI 2 M NAD GRUNTEM**
	Pomiary są wykonalne a zebrane w kilkuletnim przedziale czasowym dane dały by orientacyjną wiedzę na temat zawartości gazu CO_2, w obrębie ziemskiej atmosfery jak też odpowiedź co do zmian stężenia tego gazu. **Potrzebna jest metoda matematyczna do obróbki zbieranych danych pomiarowych**. Średnia arytmetyczna – nawet ważona – nie wydaję się właściwa. (Na tym się nie znam w dostatecznym stopniu więc ni mogę nic dodać.)	**Pomiary temperatury powietrza całego Globu na wysokości 2 m nad gruntem są niemożliwe do wykonania**. Nie jest możliwe określenie jakiejkolwiek średniej „temperatury Ziemi” ani teraz ani w dowolnej przyszłości. **Samo mówienie o tym, że można zmierzyć „temperaturę Ziemi” to jest niebywały idiotyzm.**

Zaczynasz czytelniku rozumieć jak to jest z tym wzrostem CO_2 z pułapu 400 ppm o 1 ppm rocznie. Jeden tańszy miernik zmierzyłby od 280 jak i 520 ppm a drugi drogi miernik za 5 tys. zł dałby wynik 342 jak i 458 ppm. Tyle mówi metrologia na dzień dzisiejszy natomiast specjaliści profesorowie od Zielonego Ładu dokonują pomiarów „418,12 ppm” i wpierają ludzkości, że to prawda, **że można zmierzyć ilość cząstek z dokładnością do 1/100 cząsteczki**! Proszę ocenić samemu ten niebywały idiotyzm z powodu którego będą w ciągu 25 lat zlikwidowane wszystkie polskie elektrownie węglowe z najnowszymi włącznie!

Co więcej, to ciśnie się pytanie, skąd jakiś samozwańczy Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (IPCC), który był naukową postawą negocjacji podczas szczytu klimatycznego COP24 w Katowicach wziął „próg bezpieczeństwa globalnego ocieplenia” 2°C razem z jakimś szemranym Porozumieniem Paryskim i jego 1,5°C?
Odpowiedź, to chyba tylko Bóg raczy wiedzieć, bo jakiejkolwiek dyscyplinie naukowej na ziemi to umyka.

Niech się raczej pukną w głowy wszyscy, którzy zabierają głos na temat wpływu CO_2 na „ocieplenie klimatu”. Jak to niby ma wpływać na klimat niezmienne w czasie 411 cząstek CO_2 na 1 000 000 (milion) cząstek powietrza a więc 4 cząsteczki na 10 000 cząstek powietrza!

Ze strony fundacji dowiadujemy się takiej oto pseudonaukowej bredni, że jakoby:
„Z raportu zleconego przez ClientEarth Prawnicy dla Ziemi wynika, że w Polsce już wyczerpaliśmy nasz budżet węglowy ograniczający wzrost globalnej temperatury do 1,5°C, a wkrótce wyczerpiemy ten na 2,0°C. Warunkiem uniknięcia punktu

krytycznego jest zastąpienie węgla czystą energią." choć każdy student, który tylko liznął nauki o nazwie metrologia wie, że **nie ma takiego parametru jak globalna temperatura**.

Patrz na **Rys. 10.1.** i **Rys. 10.2.** czyli na ciągły wykres temperatury przy budynku w Warszawie gdzie to różnice temperatur na dole i na górze budynku, na wysokości 80m dochodzą w tym samym czasie do 6°C i więcej a te tumany wpierają ludziom o „pomiarze globalnej temperatury" z dokładnością do 0,1 °C. Noż tumany i tyle.
Czegoś takiego jak globalna temperatura nie ma i nikt tego parametru nigdy nie mierzył, nie zmierzył i nie zmierzy.
Do takiego pomiaru potrzebna byłaby siatka punktów pomiarowych rozstawionych w kwadracie np. 10 m na wszystkich lądach i oceanach oraz uśrednienie wg jakiegoś niewiadomego algorytmu co sekundowych pomiarów z tych trylionów (10^{18}, kwadrylionów 10^{24}, kwintylionów 10^{30}, sekstylionów 10^{36} danych z punktów pomiarowych!)

Prawdziwy problem z klimatem (a dokładniej z mikroklimatem) polega na czym innym.
Obłęd "zmiany klimatu" który zatacza coraz szersze granice sięgając rządów państw, to tylko dymanie frajerów przez żydów typu gang guru globalnego ocieplenia Al Gore'a na gigantyczne pieniądze i nic nie ma wspólnego z klimatem. Jest to oszustwo w czystej, krystalicznej postaci.
„Media amerykańskie upubliczniły wypowiedzi Charlie'ego Mungera, wiceprezesa firmy inwestycyjnej Warrena Buffetta (największego inwestora finansowego w energetykę wiatrową na świecie), na spotkaniu z niewielką grupą inwestorów finansowanych w lutym 2017 r. Mówiąc o byłym wiceprezydencie USA i laureacie Nagrody Nobla za działalność na rzecz „ochrony klimatu", Munger ocenił, że Al Gore nie jest „bardzo bystry" i że jest to „idiota", który mimo to był w stanie zarobić „300 do 400 milionów dolarów w Waszym biznesie" dzięki swojej fiksacji na temat „globalnego ocieplenia". Munger miał mówić dalej:
„Al Gore wszedł do Waszego interesu, chłopaki. Zarobił 300-400 milionów w Waszym biznesie. A on nie jest bardzo bystry. Kiedy wałkonił się na studiach na Harvardzie, to palił dużo trawy w towarzystwie pewnego „dżentelmena C." [tak Amerykanie mówią o bogatych paniczach, którzy na studiach dostają trójki (owe „C"), zamiast dwój, przez wzgląd na ich nazwisko]. Al Gore miał taką obsesyjną ideę, że globalne ocieplenie to okropna rzecz i że to on uratuje świat przed nim."
„Tak więc, kiedy wchodził w biznes doradztwa inwestycyjnego, zdecydował, że nie będzie wprowadzał żadnego CO_2 do powietrza". Na szczęście jego partnerem został doświadczony spekulant giełdowy i obaj zdecydowali, że kupować będą wyłącznie akcje z sektora usług. I tak to się zaczęło.
Portal Climate Depot przypomina, że w momencie kiedy Gore przestał pełnić funkcje wiceprezydenta USA w 2001 r. posiadał mniej niż 2 miliony dolarów. W 2008 r. miał już około 100 milionów [2]. W USA Gore nazywany jest także „państwowym miliarderem", ponieważ za czasów prezydentury Barracka Obamy otrzymał ok. 2,5 miliarda dolarów w pożyczkach i grantach publicznych i w ulgach podatkowych. Dr Richard Lindzen, naukowiec z MIT, powiedział kiedyś, że: „Al Gore chce zostać pierwszym „węglowym" [tj. anty-węglowodorowym] miliarderem na świecie".
Al Gore zdobył ogromną fortunę na inwestycjach związanych z „globalnym ociepleniem". Gore zainwestował miliard dolarów w 40 różnych firmach i był współzałożycielem i prezesem funduszu Generation Investment Management, który zarządza aktywami o wartości ponad 15 miliardów dolarów. Dalszy, wielki zastrzyk pieniędzy przyniosła Gore'owi sprzedaż własnej sieci telewizyjnej na rzecz katarskiej stacji Al Jazeera w 2013 r. Katarska Al Jazeera powstała oczywiście dzięki pieniądzom z biznesu naftowego. Gore zyskał wtedy przydomek AlGorjeera.
Climate Depot pisał w 2013 r., że dzięki potężnemu zastrzykowi gotówki, który Gore otrzymał od zbudowanego na pieniądzach z biznesu naftowego kanału Al Jazeera, w sporze na temat globalnego ocieplenia Al Gore jest paradoksalnie najbogatszym reprezentantem kapitału sektora paliw kopalnych, do którego likwidacji jednocześnie dąży. Oczywiście media światowe o tym konflikcie interesów nie wspominają."

CLIMATE DEPOT

A project of CFACT | Support Climate Depot

Search

Warren Buffet's vice chair: Gore's 'not very smart' & 'an idiot', but became filthy rich investing in 'global warming'

"Al Gore has come into you fellas business, Charlie Munger said. "He has made $3 or $400 million in your business. And he's not very smart. He smoked a lot of pot as he coaxed trough Harvard with a gentleman's C. But he had one obsessive idea that global warming was a terrible thing and he would protect the world from it," he explained. [*Note: Gentleman's C is defined by Urban Dictionary as "A grade given to a student (traditionally with wealthy parents) instead of a failing grade."*]



Źródło: http://stopwiatrakom.eu/wiadomo%C5%9Bci-zagraniczne/2277-al-gore,-guru-globalnego-ocieplenia-i-oze,-w-oczach-zast%C4%99pcy-warrena-buffetta-najwi%C4%99kszego-prywatnego-inwestora-w-farmy-wiatrowe-na-%C5%9Bwiecie.html

Jako rzetelny przykład do moich powyższych uwag, do „zmian klimatycznych”, niech posłużą zebrane przeze mnie dane średniej miesięcznej temperatury (średniej arytmetycznej dla każdego miesiąca) w centrum Warszawy przy ul. Chmielnej 85/87. Dane były gromadzone codziennie, automatycznie w systemie BMS poprzez dwa czujniki temperatury zewnętrznej o uchybie +/- 0,4 ˚C, o godzinie 8:00 rano, z dokładnością odczytu 1 minuty, na przestrzeni 6 lat, od 2010 do 2015.

Zwracam uwagę czytelnika na rozrzut średnich miesięcznych temperatur dla tego samego miesiąca na przestrzeni tych 6 lat sięgający nawet więcej niż 8˚C. Przypomnę, że ci oszuści od „zmian klimatycznych” powtarzają tę swoją mantrę o średnim rocznym wzroście temperatury, na przeciągu 130 lat, o 0,2 ˚C (dwie dziesiąte stopnia Celsjusza!) gdzie w rzeczywistości mamy wahania 8,2 ˚C (luty 2010 i 2015) w obrębie czasowym 6 lat! (wytłuszczone kolorem czerwonym).

STYCZEŃ	LUTY	MARZEC	KWIECIEŃ
2010: = **- 1,9** [ºC] 2011: = 1,4 [ºC] 2012: = **+ 3,7** [ºC] 2013: = -0,2 [ºC] 2014: = +3,0 [ºC] 2015: = +1,9 [ºC]	2010: = **- 6,9** [ºC] 2011: = -4,0 [ºC] 2012: = -0,7 [ºC] 2013: = -0,3 [ºC] 2014: = -1,6 [ºC] 2015: = **+ 1,3** [ºC]	2010:= 2,4 [ºC] 2011: = -0,5 [ºC] 2012: = 3,8 [ºC] 2013: = 0,4 [ºC] 2014: = 5,9 [ºC] 2015: = 5,2 [ºC]	2010:= 9,0 [ºC] 2011: = 7,7 [ºC] 2012: = 6,5 [ºC] 2013: = 3,7 [ºC] 2014: = 8,3 [ºC] 2015: = 7,5 [ºC]
MAJ	**CZERWIEC**	**LIPIEC**	**SIERPIEŃ**
2010 = 12,5 [ºC] 2011 = 13.7 [ºC] 2012: = 14,8 [ºC] 2013: = 14,6 [ºC] 2014: = 13,3 [ºC] 2015: = 12,9 [ºC]	2010 = 16,9 [ºC] 2011 = 19,2 [ºC] 2012 = 16,6 [ºC] 2013: = 17,0 [ºC] 2014: = 17,1 [ºC] 2015: = 17,0 [ºC]	2010 = 20,8 [ºC] 2011 = 18,7 [ºC] 2012 = 20,2 [ºC] 2013: = 19,5 [ºC] 2014: = 19,0 [ºC] 2015: = 19,4 [ºC]	2010 = 21,2 [ºC] 2011 = 18,5 [ºC] 2012 = 19,4 [ºC] 2013: = 19,9 [ºC] 2014: = 20,9 [ºC] 2015: = 20,8 [ºC]
WRZESIEŃ	**PAŹDZIERNIK**	**LISTOPAD**	**GRUDZIEŃ**
2010: = 14,8 [ºC] 2011 = 16,4 [ºC] 2012 = 17,6 [ºC] 2013: = 15,2 [ºC] 2014: = 15,2 [ºC] 2015: = 17,5 [ºC]	2010: = 8,0 [ºC] 2011 = 11,8 [ºC] 2012 = 11,4 [ºC] 2013: = 9,4 [ºC] 2014: = 12,4 [ºC] 2015: = 9,4 [ºC]	2010: = +7,0 [ºC] 2011: = +8,6 [ºC] 2012: = +6,4 [ºC] 2013: = +5,0 [ºC] 2014: = +8,80 [ºC] 2015: = +6,6 [ºC]	2010: = +2,7 [ºC] 2011: = **- 2,6** [ºC] 2012: = **+ 4,6** [ºC] 2013: = +0,7 [ºC] 2014: = +3,5 [ºC] 2015: = +3,1 [ºC]

Tab. 16.5. Zestawienie średniej miesięcznej temperatury w centrum Warszawy przy ul. Chmielnej 85/87, notowane o godzinie 8:00 rano, z dokładnością odczytu 1 minuty, na przestrzeni 6 lat, od 2010 do 2015.

Jako ciekawostkę podam, że rozkład temperatury w pionie na niewielkiej przestrzeni – odległość między czujnikami w poziomie 30m i w pionie około 75 m – **dochodził przez znaczną część doby do 7 ˚C a w czasie burzy nawet do 15 ˚C**.

Wszyscy powtarzają tę zadaną mantrę o „Globalnym Ociepleniu Klimatu” a **nikt nie dostrzega efektu cieplarnianego, który rzeczywiście występuje, szczególnie w wielkich miastach (od kilku dekad nasila się w całej Polsce)** a odpowiada zań:

1. - melioracja milionów hektarów w wielu państwach i pozbawienie mikroklimatu parowanej wody z setek tysięcy mokradeł i zbiorników wodnych (melioracje na wielką skalę były już w II RP przed 1939 rokiem a za komuny po 1945 roku np. osuszono na Białorusi całe Polesie, które było jednym wielkim mokradłem, "płytkim jeziorem");
2. - regulacja rzek i likwidacja ich rozlewisk sprowadziła je do okresowych kanałów ściekowych odprowadzających wody kilkakrotnie szybciej niż w przeszłości, powodujących do tego, przy byle deszczu, podtopienia i powodzie;
3. - wstęgi asfaltowych dróg w Polsce (i Europie) działających jak gigantyczne grzałki o temperaturze dochodzącej w lecie do 70!˚C;
4. – postępująca od setek lat wycinka lasów i chaszczy w całej Europie będących naturalnym „buforem czasowym” wilgoci;
5. - wyłożenie w Polsce i Europie setek milionów podwórek kostką brukową, co blokuje uzupełnianie wód gruntowych na gigantycznych obszarach miast i wsi;
6. - itd.

Efekt cieplarniany rzeczywiście prowadzi do pustynnienia środowiska. Dla przykładu, jak są to intensywne zjawiska, świadczy temperatura gruntu pod drzewami stykającymi się konarami (aleja) gdzie w mieście mamy temperatury: 25˚C w słońcu/ 20˚C w cieniu/ 30 ˚C temperatura jezdni asfaltu pod drzewami. Analogicznie, temperatura gruntu bez osłony drzew w mieście: 50˚C w słońcu/ 38˚C w cieniu/ 66˚C temperatura asfaltu!
Na otwartej przestrzeni temperatura asfaltu jest więc nawet o 36˚C wyższa od temperatury asfaltu w słońcu, pod zieloną aleją!
(Dla porównania, typowy adsorber w grzewczych panelach słonecznych wykonany z blachy miedzianej lub aluminiowej, pokryty zwykłą czarną matową farbą ($\alpha/\varepsilon \approx 1$), w słoneczny dzień przy Hb = 800 W/m^2 osiąga temperaturę równowagi ok. 343 K (70 ˚C). W celu podwyższenia tej temperatury, czyli ilości zaadsorbowanej energii można adsorber pokryć powłokami selektywnymi, dla których $\alpha/\varepsilon \approx 8{,}5$ (Cu pasywowane NaOH i NaClO2, ta=150÷160 ˚C).)

Reasumując: 50 lat temu deszcze, szczególnie w lecie, występowały jako zjawiska lokalne z parującej lokalnie wody i przemieszczanej w chmurach o kilkadziesiąt kilometrów, zaś obecnie, na deszcz trzeba często czekać w Polsce aż wiatr nagoni wilgotne powietrze i chmury z nad Oceanu Atlantyckiego. Kiedyś, 50 - 60 lat temu, czego jestem świadkiem, w lecie było regułą, że często burze występowały dwa razy na dobę (zwykle po południu i w nocy) a obecnie pada dużo rzadziej i zdarza się, że nie częściej niż raz na dwa trzy tygodnie. Ot i cały problem którego na razie nikt nie dostrzega a co najwyżej żydzi z gangu Al Gore'a starają się doraźnie wycisnąć z gojów na bazie tych anomalii parę szekli pod hasłem "zmiany klimatu" (jak powiedział cytowany Charlie Mungera, sam Al Gore wycisnął z frajerskich gojów kilkanaście miliardów $).

Tak więc pustynnienie środowiska wywołane lekkomyślną działalnością człowieka to jest prawdziwy problem a nie CO_2. CO_2 nie ma tu żadnego wpływu i znaczenia.

Wnioski wyciągnijcie Państwo sami, do jakiego stopnia jesteście dymani* przez tych bezczelnych łobuzów, jak np. ten gang Al Gore'a który "na klimacie" uciułał kilka/kilkanaście mld. $ czy też spolegliwych nieuków jak polski rząd co to handluje dwutlenkiem węgla i robi „szczyty" za kilkaset milionów zł. (* etymologia słowa dymać (wydymać) – robić to samo co robi pszczelarz pszczołom za pomocą dymu, który po wydymaniu (doprowadzeniu do otępienia zmysłów) pszczół zabiera im wszystek miodek.) Cwaniaki „klimatyczne" robią zadymę żeby wydymać podatników na kasę. Jest to więc klasyczne Globalne Dymanie Głupich Gojów a nie żadne „ociepleniu klimatu".

Trzeba natychmiast stanąć na drodze tym idiotom! Jak działa „Globalne Zadymienie Klimatu" pokazuje sprawa Grety Thunberg, sprawa którą żyje świat. Obszczymajtka obszymajtką, ale z tymi wszystkimi dziennikarzami wiadomo jakich mediów dzieje się coś groźnego. Działają na komendę jak pudła rezonansowe, podsuwają im jakieś nierozgarnięte dziecko a oni dyskutują, dyskutują, lansują nowego Kopernika w postaci niedorozwiniętego dziecka, obwożonego jak – nie przymierzając – 130 lat temu ciele z dwoma głowami ... nie sprawdziwszy, że tego CO_2 (gazu cieplarnianego) jest w atmosferze 0,0411 % a więc 411 cząstek na 1 000 000 cząstek powietrza (4 na 10 000!) i co najciekawsze ten stan się zupełnie nie zmienia od dziesiątków lat od kiedy zaczęto mierzyć na Hawajach ten parametr!

Osobnicy, którzy lansują tezę o „ociepleniu klimatu" z powodu emisji przez człowieka CO^2 nie są na pewno głupi. Są to natomiast ludzie bezczelni, źli i zdeprawowani do szpiku kości. Gang Al Gore'a, albo chce zarabiać na sprzedaży emisji CO^2, albo chce zmusić państwa do szukania alternatywnych źródeł energii, albo jedno i drugie.
Co do dyspozycyjnych naukowców, to nie tylko można kupić każdą ekspertyzę, czego dowodem jest niedawne uznanie przez WHO zboczeńców seksualnych przez dyspozycyjnych "naukowców" za normalnych ludzi, ale też co najgorsze można ich straszyć wprost zwolnieniem z pracy wymuszając dowolne „dowody naukowe". (Ostatnio obserwowaliśmy w Polsce takie praktyki zamykania ostatnim uczciwym naukowcom ust poprzez zawieszani/zwalnianie ich z pracy).

Podsumowując, „ocieplenie klimatu" jest to jedno wielkie kłamstwo które nie ma najmniejszych związków z prawdziwą nauką a jest jej odwrotnością, co starałem się pokrótce wykazać.

I pomyśleć, że 9 lipca 2020
„Poznański Sąd Apelacyjny uznał wczoraj nieważność uchwały Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia z 2018 roku pozwalającej na budowę ostatniego polskiego bloku węglowego – Ostrołęki C."

a Fundację Client Earth Prawnicy dla Ziemi z niewątpliwie udawaną „gorzką satysfakcją" po wstrzymaniu tej gigantycznej (6 mld. zł) i jakże potrzebnej Polsce inwestycji oświadcza:

*„**Z gorzką satysfakcją przyjmujemy decyzję sądu potwierdzającą, że uchwała zezwalająca na budowę bloku węglowego Ostrołęka C była prawnie nieważna**. **Decyzja o realizacji inwestycji od początku była błędna, na co wskazywaliśmy w pismach do Zarządu**, zanim Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy przyjęło – jak potwierdził dzisiaj sąd – niezgodna z prawem uchwałę o budowie bloku Ostrołęka C. W międzyczasie budowa przyniosła Enei i Enerdze miliardową stratę. Kto za to odpowie? W dzisiejszych warunkach rynkowych projekty węglowe są spisane na straty i każdy, kto decyduje się w nie inwestować, naraża swoją firmę i jej akcjonariuszy na wielkie ryzyko"* – mówi Ilona Jędrasik, kierowniczka projektu Polska Energia w ClientEarth.
„Uchwałę w sprawie budowy nowego boku węglowego w Elektrowni Ostrołęka podjęło walne zgromadzenie akcjonariuszy Enei we wrześniu 2018 roku. Uchwała ta została zaskarżona przez Fundację Client Earth Prawnicy dla Ziemi, akcjonariusza spółki. Fundacja złożyła do sądu pozew o stwierdzenie nieważności lub ewentualnie ustalenie nieistnienia lub ewentualnie o uchylenie uchwały.
Przychylając się do argumentów Fundacji, sąd uznał, że uchwała jest nieważna z tego względu, iż jej podjęcie naruszało podział kompetencji między organami spółki handlowej."

Co więcej to Fundacja rozochocona „sukcesem" z elektrownią Ostrołęka poszła w kierunku Bełchatowa. Na swojej stronie tryumfuje: *„Przełom **w historii walki o ochronę klimatu w Polsce**: sprawa ClientEarth vs Elektrownia Bełchatów przechodzi do dalszego etapu*".

Jak to możliwe, że sąd III RP orzekł: *„Dziś (22 września 2020) podczas precedensowej rozprawy ClientEarth vs PGE GiEK **Sąd Okręgowy w Łodzi stwierdził, że kryzys klimatyczny jest faktem i trzeba mu przeciwdziałać, a sam klimat jest dobrem wspólnym za które odpowiedzialni są wszyscy, także spółki węglowe**.*
Takie stwierdzenia padły w Polsce z ust sądu po raz pierwszy. Sędzia zobowiązała strony do rozmów ugodowych w kwestii ograniczenia wpływu Elektrowni Bełchatów na klimat i środowisko." .

Pomijam sprawę tej sędzi, która powinna być pozbawiona wszystkiego – od prawa wykonywania zawodu sędziego, po prawa obywatelskie włącznie. Kiedyś w Rzeczypospolitej Obojga Narodów dla takich była banicja. Ale wtedy każdy miał szablę przy boku.

Jednak Legal & General Investment Management (LGIM) – **posiadacz niewiadomej ilości akcji** ENEA S.A./ENERGA S.A. nie odpuszcza.
"*Widzimy kilka problemów, jeśli chodzi o zdolność do utrzymania się elektrowni gazowych*" – mówi 300Gospodarce Iancu Daramus, **analityk ds. zrównoważonego rozwoju w LGIM**. Zaprawdę wybitny to energetyk! Tu jego życiorys:

"Iancu Daramus
Location
London, London, United Kingdom
Work
Communications and Engagement Associate *@ Carbon Tracker*
Researcher @ The Institute of Art and Ideas
Young Social Action Ambassador *@ Cabinet Office*
Education
2013 2015 ***Master of Science in Public Policy, Philosophy*** *@ London School of Economics*
2010 2013 ***Bachelors in Politics, Philosophy*** *@ University of Essex*
Skills
Social Media, ***Public Speaking****, Economics, Report Writing,* ***Event Planning****,* ***Health Policy****, Data Analysis, Evidence Based Medicine,* ***Event Production****,* ***International Relations****, Higher Education,* ***Energy****, Environmental Policy, Microsoft Office,* ***Sustainability****, Stata, Marketing, Tutoring,* ***Foreign Languages****, Time Management, Environmental Risk,* ***Qualitative Research****,* ***Critical Thinking****, Editing, Renewable Energy"*

co nieporadnie Google Tłumacz na polski wykłada:

„Iancu Daramus
Lokalizacja
Londyn, Londyn, Wielka Brytania

Praca
Współpracownik ds. Komunikacji i zaangażowania*@ Carbon Tracker*
Badacz *@* ***Instytut Sztuki i Pomysłów***
Young Social Action Ambassador *@ Cabinet Office*
Edukacja
2013 2015 Master of Science in Public Policy, Philosophy @ London School of Economics
2010 2013 Bachelors in Politics, Philosophy @ University of Essex
Umiejętności
Media społecznościowe, ***przemówienia publiczne****, ekonomia, pisanie raportów,* ***planowanie wydarzeń, polityka zdrowotna****, analiza danych, medycyna oparta na faktach,* ***produkcja wydarzeń****,* ***stosunki międzynarodowe****, szkolnictwo wyższe,* ***energia****, polityka środowiskowa, Microsoft Office,* ***zrównoważony rozwój****, dane, marketing, korepetycje,* ***Języki obce****, zarządzanie czasem, ryzyko środowiskowe,* ***badania jakościowe****,* ***krytyczne myślenie****, edycja, odnawialne źródła energii"*
Źródło: https://rocketreach.co/iancu-daramus-email_87491473

"*Z jednej strony transformacja projektu z węglowego na gazowy może przynieść korzyści środowiskowe. Ale z drugiej, gaz ma to do siebie, że* ***podczas przechowywania i transportu uwalnia duże ilości metanu*** *i jeśli nie wymyślimy sposobu na to, jak się tego pozbyć to gaz nie będzie zrównoważonym paliwem*" – **dodaje, Badacz z Instytut Sztuki i Pomysłów, Iancu Daramus**.

Paliwo, którym ma być zasilana Ostrołęka, to nie jedyny – i nie najważniejszy – problem dla LGIM.
"*Dla nas to kwestia podstawowego planowania finansowego. Wiele firm światowych jeszcze kilka lat temu planowało elektrownie węglowe, ale zmieniły się realia i musiały zarzucić projekty, tracąc na tym miliardy. Przy projekcie Ostrołęka Enea i Energa nie odrobiły zadania domowego i jak dotąd nie wykazały, że elektrownia będzie dochodowa*" – powiedział Iancu Daramus, **Współpracownik ds. Komunikacji i zaangażowania**.

Ja się pytam, czy w tym państwie jest w ogóle gospodarz? Czy ktoś tu jeszcze rządzi, czy ten kraj opanowali jacyś nawiedzeni i podstawieni przebierańcy i to z importu bo z UK?

Co zrobiła ABW w tej materii żeby ich powstrzymać?
Przecież widać, że **ktoś stoi za tym ewidentnym spiskiem** przeciwko Narodowi i Państwu.

Czy w tym państwie jest jeszcze trochę godności, która by zapobiegła wpływom hochsztaplerów typu „Professor of Jewish Studies", „Badacz z Instytut Sztuki i Pomysłów" na polską energetykę i tak naprawdę byt narodu?

Nawet Rada Krajowego Sekretariatu Górnictwa i Energetyki NSZZ Solidarność nic nie wskórała, przeciwko Profesorowi of Jewish Studies, która wezwała rząd do kontynuacji budowy elektrowni węglowej Ostrołęka C.
W swoim stanowisku **związkowcy podkreślili znaczenie tego projektu dla bezpieczeństwa energetycznego oraz przyszłości polskiego sektora paliwowo-energetycznego** (z czym się również zgadza autor tego opracowania).

„Od samego początku było jasne, że „Ostrołęka C" niesie ze sobą ryzyko finansowe dla inwestorów i akcjonariuszy. To dlatego zaskarżyliśmy budowę bloku. Obowiązkiem inwestorów jest zarządzanie ryzykiem finansowym i reagowanie na zmieniający się rynek. ***Jeśli nie dostosują swoich strategii do wymagań polityki klimatycznej, przegapią swoją szansę i stracą konkurencyjność***" – powiedział dr Marcin Stoczkiewicz, prezes Fundacji ClientEarth Prawnicy dla Ziemi.
Toż to brzmi jak pogróżka!

"*- To, co jest najbardziej kontrowersyjne w tym projekcie, to że* ***praktycznie ze strony wszystkich ekspertów branżowych płyną głosy o pewnej nierentowności po jej powstaniu****. Ona nie będzie w stanie zarabiać na produkcji prądu - tłumaczy w podcaście* ***Dominik Brodacki****, ekspert branży energetycznej z Polityki Insight.*"

- **Dominik Brodacki** - analityk ds. energetycznych w POLITYCE INSIGHT analizuje sektor energetyczny i paliwowy, w tym zmiany regulacyjne, personalne, strategie spółek i trendy w branży. **Jest absolwentem prawa i europeistyki na Uniwersytecie Warszawskim**, gdzie teraz jest doktorantem.

Odpowiedź na bredni tych „***wszystkich ekspertów***" o nierentowność i niekonkurencyjności bloku węglowego Ostrołęka C jest w poniższej tabeli. Jednak o tej przyczynie - **uprawnienia do emisji CO2** - nawet się nie zająkną.

Wyszczególnienie	**Jednostka**	**Cena 2019 r.**	**Cena 2025 r.**	**Cena 2040 r.**
Energia elektryczna	zł/MWh	280,10	310,44	324,45
Gaz ziemny	zł/GJ	28,89	46,95	57,78
Węgiel kamienny	zł/GJ	12,80	15,16	16,15
Uprawnienia do emisji CO2 - max	**zł/t**	**83,00**	**474,88**	**1055,29**
Uprawnienia do emisji CO2 - min	zł/t	83,00	165,83	301,51

Tab. 16.6. Z artykułu „Analiza rentowności" autorstwa Marcin Dusiło, dr hab. inż. Wojciech Bujalski, prof. PW, Politechnika Warszawska zamieszczonym w dwumiesięczniku „Nowa Energia" nr 2 (67)/2019.

Co to znaczy najlepiej zrozumieć na przykładzie. Weźmy Elektrownię Kozienice o mocy zainstalowanej elektrycznej **4 071,8 [MW]** i mocy osiągalnej **4 020,0 [MW]**.
Emisja CO_2 w tej jednej elektrowni - wg Sprawozdania Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej ENEA w 1 półroczu 2020 r. (Poznań, Data publikacji: 3 września 2020 r.) - wygląda następująco:

Rok/półrocze	**Elektrownia Kozienice w [t]**	**Przydział bezpłatnych uprawnień CO2 w [t]**	**Koszty z tytułu uprawnień w [zł]**
1 pół. 2019	7 054 738	**584 694**	**408 871 284,32 zł**
1 pół. 2020	6 035 713	**26 532**	**635 327 558,58 zł**

Tab. 16.7. Emisja CO_2 w Elektrowni Kozienice wg Sprawozdania Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej ENEA w 1 półroczu 2020 r.

Teraz proszę sobie wyobrazić, że 2040 r. koszty z „tytułu uprawnień CO_2" w Elektrowni Kozienice wzrosną wg Tab. 16.6. do **1 055,29 zł/t** / 83,00 zł/t = **12,71 razy**! i wyniosą 2 pół. x (12,71 x 635 327 558,58 zł) = **16 155 537 820 zł** (szesnaście miliardów zł!).

To tylko odnośnie jednej elektrowni te szesnaście miliardów zł jako koszt z tytułu „uprawnień" które uzurpowali sobie ci zielono-ładowi wariaci jak: **„prawnik środowiskowy i pisarz", „Badacz z Instytut Sztuki i Pomysłów", „Profesorowi of Jewish Studies" ...**

Kto otrzyma te gigantyczne pieniądze pozostaje do ustalenia.

Wiadomo tylko, kto zapłaci w rachunkach za energię. Jej odbiorcy. Biedota co już nie ma na jedzenie dla swego potomstwa.

Kto podpisał międzynarodowe porozumienia o „uprawnieniach do emisji CO_2" doprowadzające polską energetykę do takiego stanu, pozostaje do ustalenia, gdy Polacy uwolnią się od rządzący tu, od A.D. 1944 napływowych elementów.

Iancu Daramus
Senior Sustainability Analyst



Rys. 16.4. Ten oto gówniarz zablokował w Polsce budowę Ostrołęki C już po zadołowaniu w nią ponad 1 mld. zł.

"*Iancu joined LGIM in 2017 as a Sustainability Analyst. He brings an understanding of climate change to our company engagements and a passion for clear reasoning to our communications. He has worked for a leading environmental think-tank as well as the Cabinet Office, and has degrees in philosophy and public policy. An enthusiastic guitar player, he takes advantage of London's music and art scene, though he has no tours currently scheduled.*"

„*Iancu dołączył do LGIM w 2017 roku jako analityk ds. Zrównoważonego rozwoju.* ***Wnosi zrozumienie zmian klimatycznych do zaangażowania naszej firmy i pasję do jasnego rozumowania w naszej komunikacji****. Pracował dla wiodącego think tanku zajmującego się ochroną środowiska,* ***a także gabinetu rządu****,* ***posiada dyplom z filozofii i polityki publicznej****.* ***Entuzjastyczny gitarzysta****, korzysta z londyńskiej sceny muzycznej i artystycznej, choć obecnie nie ma zaplanowanych tras koncertowych.*"

https://www.lgimblog.com/authors/investment-stewardship/iancu-daramus/

A ty na żywo: https://www.youtube.com/watch?v=GwIKsrjysyY

"*A philosopher by night and corporate vigilante by day, Iancu covers the extractives industries and supports the development of low-carbon investments as part of the stewardship team at Legal & General Investment Management (LGIM). Iancu joined LGIM in 2017 after working several years in communications and investor outreach for the Carbon Tracker Initiative, a leading think-tank investigating climate risk in energy markets. He graduated from the London School of Economics and holds degrees in philosophy and public policy*."

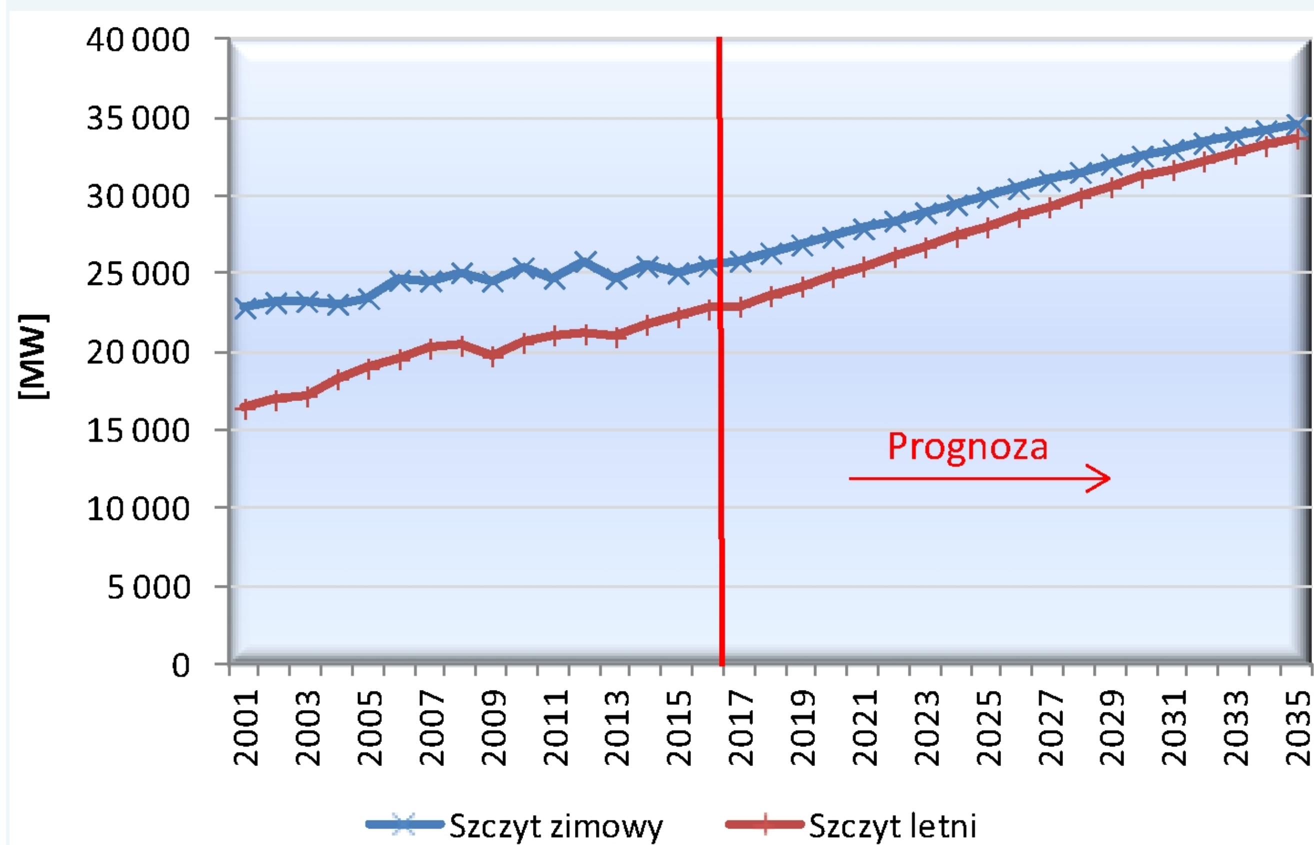
„*Iancu, filozof w nocy i strażnik korporacyjny za dnia, zajmuje się przemysłem wydobywczym i wspiera rozwój inwestycji niskoemisyjnych jako członek zespołu zarządzającego w Legal & General Investment Management (LGIM). Iancu dołączył do LGIM w 2017 roku, po kilku latach pracy w komunikacji i kontaktach z inwestorami dla Carbon Tracker Initiative, czołowego think tanku badającego ryzyko klimatyczne na rynkach energii. Ukończył London School of Economics i posiada stopnie naukowe z filozofii i polityki publicznej*."

Taki to gówniarz rzucił na kolana Najjaśniejszą III Rzeczpospolitą! i zabronił jej zbudować elektrownię na własnym terytorium! Coś takiego.

16.7. Jaka to będzie katastrofa

„Katastrofa to nie śmierć połowy ludzkości w wojnie atomowej.
Katastrofa to życie całej ludzkości pod panowaniem ustroju komunistycznego."
(Autor: Józef Mackiewicz, „Zwycięstwo prowokacji")

Jaka to będzie katastrofa to pokazuje obrazowo sam Minister Energii rządu III RP w dokumencie "SPRAWOZDANIE Z WYNIKÓW MONITOROWANIA BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ZA OKRES OD DNIA 1 STYCZNIA 2015 R. DO DNIA 31 GRUDNIA 2016 R. WARSZAWA, 2017 r.".



Rys. 16.4. Przebieg prognozy zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie zimowym i letnim. Źródło: ARE S.A. Statystyka Elektroenergetyki Polskiej (dane statystyczne), PSE S.A. (prognoza).

Rok	2020	2025	2030	2035
Skumulowane wycofania JWCD* cieplnych w [MW]	2 985	3 410	5 668	14 675
* - Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWCD)				

Tab. 16.7. Skumulowane wielkości wycofań mocy w istniejących JWCD cieplnych do 2035 r. **w scenariuszu modernizacyjnym BAT w [MW]**.

Definicja: scenariusz modernizacyjny BAT – zakładający podjęcie działań inwestycyjnych w celu dostosowania jednostek wytwórczych do zaostrzonych norm emisyjnych wynikających z konkluzji BAT i w konsekwencji wydłużenie okresu eksploatacji tych jednostek (scenariusz oparty na założeniu, że warunki rynkowe będą sprzyjać podejmowaniu decyzji inwestycyjnych).

Zgodnie z przedstawionymi danymi dla scenariusza modernizacyjnego BAT w okresie do 2035 r. w grupie istniejących JWCD zostanie trwale wycofanych z eksploatacji 14 675 MW, z czego 2 985 MW w okresie do 2020 r.

Rok	2020	2025	2030	2035
Skumulowane wycofania JWCD* cieplnych w [MW]	4 960	9 175	16 568	20 262
* - Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWCD)				

Tab. 16.8. Skumulowane wielkości wycofań mocy w istniejących JWCD cieplnych do 2035 r. **w scenariuszu wycofań BAT [MW]**.

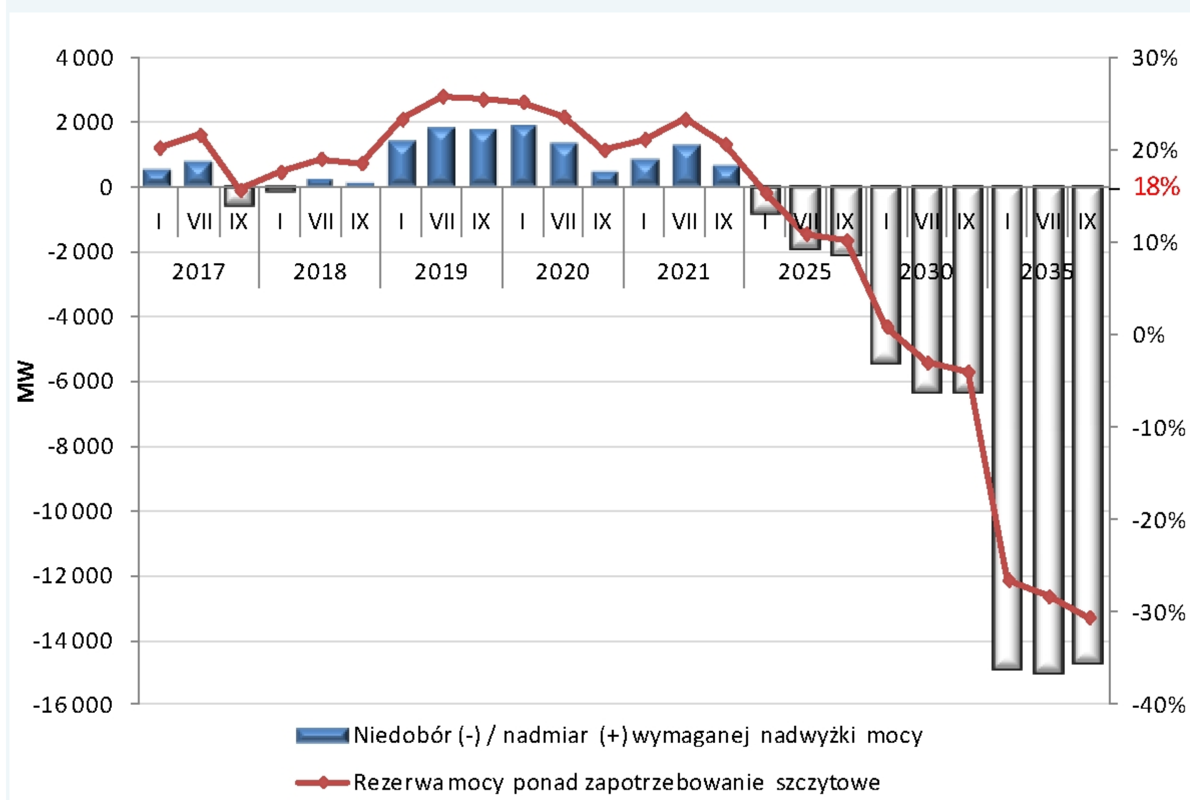
Definicja: scenariusz wycofań BAT – zakładający przyśpieszenie wycofań jednostek wytwórczych z eksploatacji w celu uniknięcia ponoszenia nakładów inwestycyjnych na dostosowanie ich do zaostrzonych norm emisyjnych (scenariusz oparty na założeniu, że warunki rynkowe nie będą sprzyjać podejmowaniu decyzji inwestycyjnych).
Z kolei w scenariuszu wycofań BAT zakres wyłączeń jest znacznie szerszy i dotyczy przeszło 20 000 MW w okresie do 2035 r., z czego ok. 5 000 MW do 2020 r.

Rok	2017	2020	2025	2030	2035
Moc osiągalna JWCD cieplne w [MW]	22 520	20 459	20 036	17 778	8 774

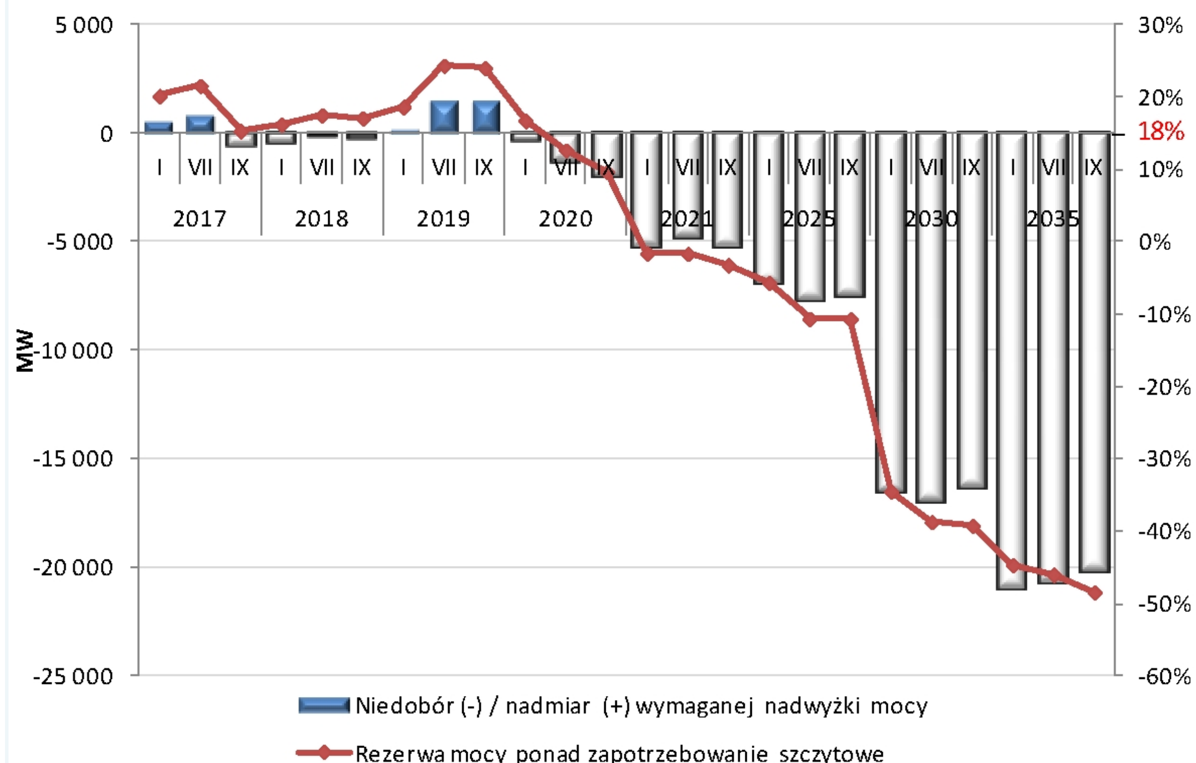
Tab. 16.9. Prognoza zmian mocy osiągalnej w istniejących JWCD cieplnych w latach 2017-2035 – **scenariusz modernizacyjny BAT** (wartości na koniec danego roku) [MW].

Rok	2017	2020	2025	2030	2035
Moc osiągalna JWCD cieplne w [MW]	22 520	18 462	14 247	6 854	3 163

Tab. 16.10. Prognoza zmian mocy osiągalnej w istniejących JWCD cieplnych w latach 2017-2035 - **scenariusz wycofań BAT** (wartości na koniec danego roku) [MW].



Rys. 16.5. Wynik prognozy bilansu mocy dla scenariusza **modernizacyjnego BAT** z uwzględnieniem podstawowych środków zaradczych poprawy bilansu.



Rys. 16.6. Wynik prognozy bilansu mocy dla scenariusza **wycofań BAT** z uwzględnieniem podstawowych środków zaradczych poprawy bilansu.

W 2020 r. niedobór wymaganej nadwyżki mocy w okresie jesiennym osiąga wartość prawie 2 000 MW – pomimo założenia, że wszystkie budowane obecnie jednostki wytwórcze będą oddane do użytku terminowo.
• Po 2020 r. mamy do czynienia z pogłębiającym się – w miarę rosnącego zapotrzebowania i wycofywania wyeksploatowanych i nie spełniających wymogów środowiskowych jednostek wytwórczych – deficytem mocy. W 2021 r. niedobór mocy przekracza 5 000 MW i rośnie w kolejnych latach, osiągając w 2035 r. poziom ok. 21 000 MW.
• W rozpatrywanym scenariuszu wykazany w latach 2020-2035 deficyt mocy wytwórczych nie będzie mógł być pokryty dostępnymi dla OSP środkami zaradczymi.

W okresie 2025-2035 występuje poważny niedobór wymaganej nadwyżki mocy dostępnej dla OSP, niemożliwy do skompensowania przez operatorskie środki zaradcze, który pogłębia się z upływem lat. Pierwsze poważne niedobory mogą wystąpić już w 2023 r..

Przytoczone dane w Tab. 16.7. do 16.10. w zestawieniu z Rys. 16.4. do Rys. 16.6. są tak oczywiste i porażające, że nie wymagają żadnych objaśnień.

"Popatrz szefie, jaka piękna katastrofa"

- mówi Zorba do przyjaciela, po zawaleniu się słupów do taśmy kopalnianej.
Następnie śmieje się do rozpuku i zaczyna tańczyć z przyjacielem.

Można tylko zauważyć, że po wcieleniu w życie przez rządzących tu (od A.D. 1944) **scenariusza wycofań BAT** nikomu już nie będzie do śmiechu.

16.8. Zobrazowanie przyszłej – rozciągniętej na 15 lat – strasznej katastrofy energetycznej, polegającej na likwidacji prawie wszystkich JWCD (Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane)

Według danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych **moc zainstalowana fotowoltaiki w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym w Polsce wynosi na dzień 1 września 2020 r. wyniosła 2528,371 MW** i jest większa o 267,024 MW niż miesiąc wcześniej.

Tylko w 2020 r. do 1 września przybyło 107 902 instalacji o mocy zainstalowanej ok. 732,9 MW.

Tuba propagandowa oznajmia, że: *„Oznacza to, że* ***Polska już pobiła rekord z poprzedniego roku i jest zdecydowanym dowodem na to, że fotowoltaika w Polsce rośnie jak na drożdżach****!*
W czerwcu, moc zainstalowana w fotowoltaice w Polsce przekroczyła 2 GW, a dokładnie, osiągnęła wynik 2 108,9 MWp – wynika z danych opublikowanych 13 lipca przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne. Oznacza to wzrost o 175,14 proc. rok do roku i o 7,98 proc. w okresie VI 2020 – VII 2020 r.
Tylko w czerwcu, w ciągu jednego miesiąca przyłączono do sieci 155,8 MW. To przekłada się na 5,2 MW przyłączanych dziennie.”

Czy jest się z czego cieszyć?

1. **Najwyższa Izba Kontroli w grudniu 2019** r. oceniła:
- *Stwierdzony stan – brak aktualnej polityki energetycznej*
- *Minister Energii nie opracował też innych dokumentów określających strategię rozwoju mocy wytwórczych.*
- *Stwierdzony stan – ryzyko niedoboru mocy*
- *Stwierdzony stan – zapotrzebowanie na nowe moce wytwórcze*
- *Według prognozy PSE na lata 2017–2035 przy scenariuszu modernizacyjnym całkowite zapotrzebowanie na nowe zdolności wytwórcze w perspektywie do 2035 r. wyniesie około 22 GW, a w scenariuszu wycofań nawet około 28 GW*
- *Stwierdzony stan – niestabilne otoczenie gospodarcze i brak instrumentów wsparcia dla inwestycji*
- *Antywęglowa polityka instytucji kapitałowych i problemy z zapewnieniem finansowania Ostrołęki C*
  (**uzupełnienie autora opracowania**: „Fundacji ClientEarth Prawnicy dla Ziemi” w pomocy z sędzią Poznańskiego Sądu Apelacyjnego wstrzymali budowę bloku Ostrołęka C i go nie będzie)
- *Wysokie koszty dostosowania instalacji bloków energetycznych do wymogów BAT około 2,6 mld zł*

2. **Minister Energii rządu III RP** w dokumencie ”Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2015 r. do dnia 31 grudnia 2016 r. Warszawa, 2017 r.” ocenia:

- *Skumulowane wielkości wycofań mocy w istniejących JWCD cieplnych do 2035 r. w scenariuszu modernizacyjnym BAT w2035 r. na 14 675 [MW* **(patrz Tab. 16.7.).**

- *Skumulowane wielkości wycofań mocy w istniejących JWCD cieplnych do 2035 r. w scenariuszu wycofań BAT w2035 r. na 20 262 [MW]* **(patrz Tab. 16.8.).**

- *Przedstawione w opracowaniu wyniki analiz bilansowych wskazują, że od 2020 r. w scenariuszu wycofań BAT oraz od 2023 r. w scenariuszu modernizacyjnym BAT może wystąpić poważny niedobór wymaganej nadwyżki mocy, dostępnej w ramach krajowych zasobów wytwórczych, tj. bez uwzględnienia zdolności importowych.*

- *Prognoza zmian mocy osiągalnej w istniejących JWCD cieplnych w latach 2017-2035 – scenariusz modernizacyjny BAT (wartości na koniec danego roku) w2035 r. na 8 774 [MW]* **(patrz tab. 16.9.).**

- *Prognoza zmian mocy osiągalnej w istniejących JWCD cieplnych w latach 2017-2035 - scenariusz wycofań BAT (wartości na koniec danego roku) w2035 r. na 3 163 [MW]* **(patrz tab. 16.10.).**

- *Moc elektryczna zainstalowana w KSE, według stanu na koniec grudnia 2016 r., z uwzględnieniem mocy źródeł energetyki rozproszonej, wyniosła 41 396 MW i była wyższa o 2,4 % w stosunku do 2015 r. Elektrownie pozostające w dyspozycji OSP na koniec 2016 r. posiadały 60,6 % udział w mocy zainstalowanej w KSE. Moc osiągalna krajowych źródeł wytwórczych w tym samym okresie wyniosła 41 278 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 3,8 % w porównaniu z 2015 r.*

- *Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 22 483 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 25 546 MW, co oznacza odpowiednio wzrost o 1,2 % i spadek o 1,8 % w stosunku do 2015 r. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2016 r. pozostawała na podobnym poziomie jak w 2015 r. i wyniosła 69,4 % (wzrost o 0,6 punktu procentowego w stosunku do 2015 r.).*

- *Majątek wytwórczy elektrowni zawodowych charakteryzuje się wysokim stopniem zużycia. Według danych na koniec 2015 r. 66,6 % mocy zainstalowanej ulokowane jest w turbozespołach, pracujących od ponad 30 lat. Równocześnie urządzenia eksploatowane krócej niż 10 lat stanowią zaledwie 8,71 % mocy krajowej energetyki cieplnej zawodowej. W przypadku kotłów energetycznych liczby te odpowiednio wynoszą: 70,94 % oraz 7,21 %.*

- Okresowa praca z przeciążeniem Usługa ta jest świadczona na rzecz OSP przez zdolne do takiej pracy jednostki wytwórcze aktywne (JGWa). Praca z przeciążeniem polega na prowadzeniu ruchu JGWa z obciążeniem powyżej jej mocy osiągalnej. Jest ona kontraktowana w ramach porozumień w sprawie warunków świadczenia usług systemowych, które stanowią wyodrębnioną część umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej. Ze względu na stosunkowo niewielki wolumen mocy dostępnej obecnie dla OSP w ramach świadczonej usługi, praca z przeciążeniem (111 MW w 2015 r. i 137 MW w 2016 r.), OSP rozważa zmianę zasad jej nabywania tak, by zachęcić wytwórców do świadczenia tej usługi na rzecz OSP w szerszym zakresie.

(kom. autora opracowania:
I już wiadomo. Antidotum na majątek wytwórczy elektrowni zawodowych charakteryzuje się wysokim stopniem zużycia (>70 %) **będzie okresowa praca z przeciążeniem powyżej 100 %**.
Definicja: Moc osiągalna elektrowni – maksymalna trwała moc, z jaką elektrownia **może pracować przy dobrym stanie urządzeń i w normalnych warunkach**. Czyli jest jak w komedii Barei.)

- Wyniki analiz bilansu mocy w perspektywie najbliższych pięciu lat wskazują na możliwość wystąpienia okresów, w których wymagana nadwyżka mocy jest niższa od określonego w IRiESP marginesu bezpieczeństwa. Pierwsze trudności mogą pojawić się już w okresie jesienno-zimowym na przełomie lat 2017-2018. Istnieje zatem prawdopodobieństwo pojawienia się w tym okresie konieczności zastosowania przez OSP bieżących środków zaradczych poprawy bilansu. Wystąpienie w tym okresie ekstremalnych warunków pogodowych może zagrozić bezpieczeństwu dostaw energii elektrycznej.

- Produkcja energii elektrycznej w Polsce w 2016 r. na poziomie 166,6 TWh, była nieznacznie wyższa (o 1,7 TWh; tj. o 1 %) niż rok wcześniej. Zużycie energii elektrycznej w kraju osiągnęło wyższy poziom 168,6 TWh, dając przyrost w zestawieniu z rokiem poprzednim o 2,4 %. Pozostałą część zapotrzebowania na energię pokrył import, który w 2016 r. przewyższył eksport. Takie saldo wymiany, to głównie efekt wyższych cen energii elektrycznej w Polsce od cen na rynkach sąsiadujących (szwedzkim, niemieckim, czeskim i słowackim).

- Połączenie z Białorusią: Połączenie wybudowane w 1962 r. zapewniało zasilanie Białegostoku i okolic. W 2004 r. zostało ono wyłączone z ruchu, a obecny stan techniczny rozdzielni oraz linii po stronie polskiej uniemożliwia przywrócenie linii do pracy.

(kom. autora opracowania: Białoruś zbudowała elektrownię atomową Ostrowiec o mocy 2400 MW i zapewne odsprzedawałaby energię, ale nie ma linii przesyłowej. Zupełnie jak za czasów komunisty „Wiesława" Gomułki: „Gdybyśmy mieli więcej blachy stalowej, moglibyśmy produkować więcej konserw, ale nie mamy mięsa.").

- Połączenia z Ukrainą: Po zapoznaniu się z wynikami prac grupy, PSE S.A. planuje przeanalizować możliwości ewentualnej odbudowy połączenia 750 kV Rzeszów-Chmielnicka.

- Połączenie z Rosją (Kaliningrad): Od 2013 r. nie prowadzono uzgodnień ze stroną rosyjską, dotyczących budowy połączenia elektroenergetycznego z Kaliningradem. Aktualny plan rozwoju sieci przesyłowej na lata 2016-2025 nie przewiduje realizacji takiej inwestycji.

- Budowa nowego (trzeciego) połączenia Polska- Niemcy: Projekt nowego połączenia Polska-Niemcy obejmował budowę 2-torowej linii 400 kV łączącej stację Plewiska w zachodniej części KSE ze stacją Eisenhuettenstadt po stronie niemieckiej.

(kom. autora opracowania: I już wiadomo dlaczego UE zaserwowała Polsce niszczące energetykę Konkluzje BAT.
Wg „MAPA KSE" saldo wymiany całkowitej od dwóch lat jest ujemne przez większość każdej doby na poziomie 1 500 do 3 000 MW mocy zapotrzebowanej, **co jest pokrywane importem, prawie wyłącznie z Niemiec**.
Patrz „MAPA KSE": https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-dobowe-z-pracy-kse
Tak nawiasem, to Niemcy wykorzystują aktualnie w energetyce ok. 57 mln t/a węgla kamiennego (**ok. 50% więcej niż Polska**) i ok. 185 mln t/a węgla brunatnego (**trzy razy więcej niż Polska**))

- Wytwarzanie energii elektrycznej w kraju odbywało się nadal w zdecydowanej większości w oparciu o węgiel – 78,9 %. Produkcja z odnawialnych źródeł energii odzwierciedliła praktycznie poziom z 2015 r. (dynamika 100,5 %), z udziałem w strukturze wytwarzania na poziomie 13,7 % - rok wcześniej udział był zbliżony (13,8 %). Stagnacja produkcji z OZE, wynikająca głównie z wyraźnego ograniczenia (o ponad połowę) energii uzyskiwanej w procesie współspalania biomasy z węglem, może budzić pewien niepokój z uwagi na określone dla Polski na 2020 r. uzgodnienia w ramach UE, dotyczące wymogu posiadania 15 % udziału energii ze źródeł odnawialnych w krajowym zużyciu końcowym energii brutto.

- Przeprowadzone analizy wykazują możliwość pojawienia się problemu związanego z brakiem pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną. W scenariuszu modernizacyjnym BAT potrzeba generacji z nowych mocy pojawia się ok. 2025 natomiast w scenariuszu wycofań BAT już w 2021 r.

- Obecnie w naszym kraju realizowanych jest szereg przedsięwzięć w nowe moce wytwórcze energii elektrycznej o dużej skali i kluczowym znaczeniu dla funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Najważniejsze inwestycje, będące w trakcie budowy dotyczą bloków: 1075 MW w Kozienicach (2017 r., el. na węgiel kamienny), 596 MW w Płocku (2017 r., Ec. na gaz), 2 x 900 MW w Opolu (blok nr 5 w 2018 r. i blok nr 6 w 2019 r., el. na węgiel kamienny), 910 MW w Jaworznie (2019 r., el. na węgiel kamienny), 467 MW w Stalowej Woli (2019 r., Ec. na gaz) oraz 496 MW w Turowie (2020 r., el. na węgiel brunatny). Jeżeli budowane obecnie jednostki zostaną zrealizowane zgodnie z harmonogramem, oznaczać to będzie wprowadzenie do krajowego systemu w okresie do kwietnia 2020 r. nowych źródeł konwencjonalnych o mocy 5 344 MW.

(kom. autora opracowania: Plan – przygotowany pod rządami premiera Tuska – został wykonany (poza Turowem gdzie „27 maja 2020: PGE widzi ryzyko opóźnienia nowego bloku w Turowie w związku z trwającą pandemią – przekazał prezes zarządu PGE Wojciech Dąbrowski. Nowy proponowany termin to 30 kwietnia 2021 roku.") ale plan zakończył się w kwietniu 2020. Co dalej?).

- W okresie 2017-2035 zaistnieje potrzeba wybudowania dodatkowych jednostek systemowych o mocy od 22 GW do 28 GW, w zależności od rozpatrywanego scenariusza.

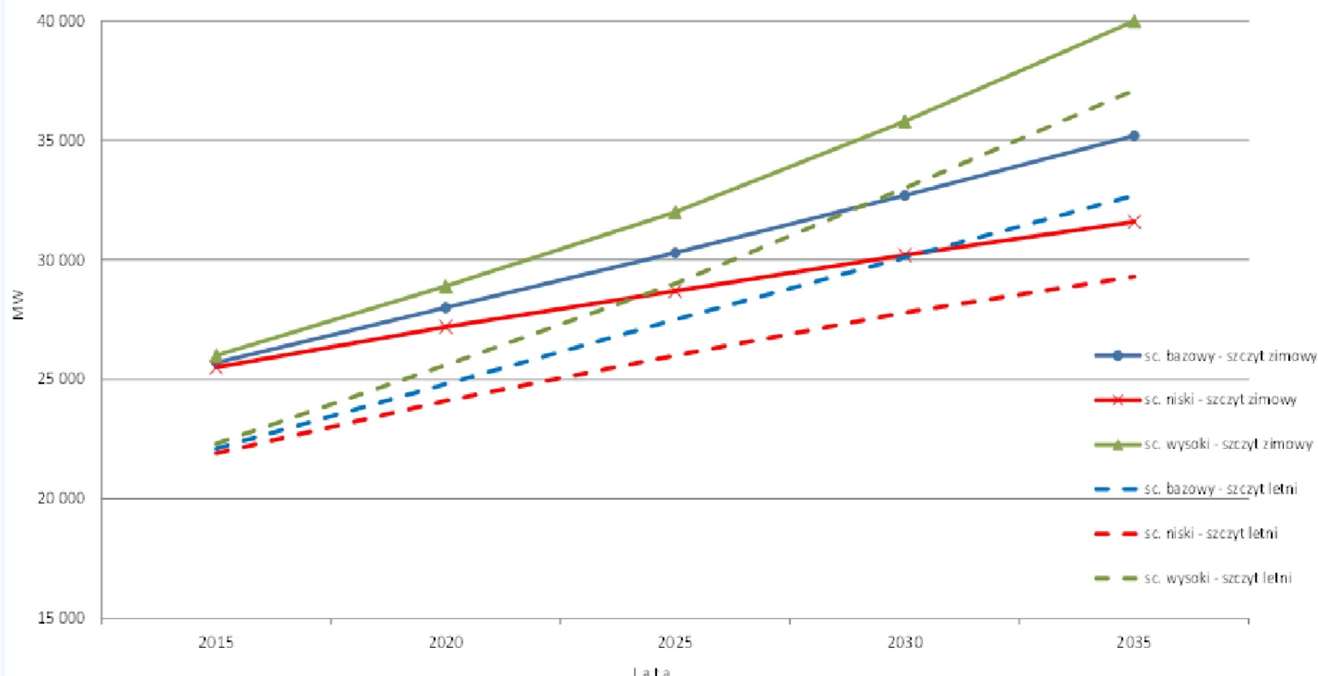
- Z przeprowadzonych analiz wynika, że po 2020 r. mogą wystąpić niedobory mocy sterowalnej w systemie elektroenergetycznym, co może skutkować koniecznością wprowadzania – ***analogicznych do tych z sierpnia 2015 r., ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej****.*

- Wystąpienie ekstremalnych warunków pogodowych lub nieprzewidziana kumulacja wyłączeń awaryjnych w jednostkach wytwórczych może ujawnić problemy z pokryciem zapotrzebowania na moc znacznie wcześniej, niż to wynika z dostępnych analiz.

3. **Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.** (PSE S.A.) w dokumencie „**Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016 – 2035**", Konstancin-Jeziorna, 20 maja 2016 r., ocenia:

- PSE S.A. na potrzeby realizacji obowiązków określonych w ustawie Prawo energetyczne opracowują prognozy pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc. Prognozy te są wykonywane w postaci ***długoterminowych analiz pokrycia zapotrzebowania*** *(DAPZ) i stanowią podstawę do opracowywania planów rozwoju sieci przesyłowej oraz perspektywicznej oceny stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej.*

- Przebiegi prognozy zapotrzebowania na moc dla poszczególnych scenariuszy przedstawiono na Rys. 15.1. *i w Tab. 15.1 zaprezentowano wartości prognozy zapotrzebowania na moc dla scenariusza bazowego.*



Rys. 16.7. Prognoza zapotrzebowania na moc dla poszczególnych scenariuszy.

Rok	2016	2020	2025	2030	2035
Szczyt zimowy w [MW]	26 200	28 000	30 300	32 700	35 200
Szczyt letni w [MW]	22 700	24 800	27 500	30 100	32 700

Tab. 16.11. Prognoza zapotrzebowania na moc dla scenariusza bazowego [GW].

Rok	do 2020	do 2025	do 2030	do 2035
Skumulowane wycofania mocy JWCD cieplnych w [MW] (2016 r.)	2 985	3 210	5 668	13 930
(W cytowanym dokumencie Ministra Energii z 2017 r. „podrasowano” te same dane PSE na mniej groźne i jest ... i straszno i śmieszno)	2 985	3 410	5 668	14 675

Tab. 16.12. Skumulowane wielkości wycofań mocy w istniejących JWCD cieplnych do 2035 r. **w scenariuszu modernizacyjnym BAT w [MW]**.

Definicja: scenariusz modernizacyjny BAT – zakładający podjęcie działań inwestycyjnych w celu dostosowania jednostek wytwórczych do zaostrzonych norm emisyjnych wynikających z konkluzji BAT i w konsekwencji wydłużenie okresu eksploatacji tych jednostek (scenariusz oparty na założeniu, że warunki rynkowe będą sprzyjać podejmowaniu decyzji inwestycyjnych).

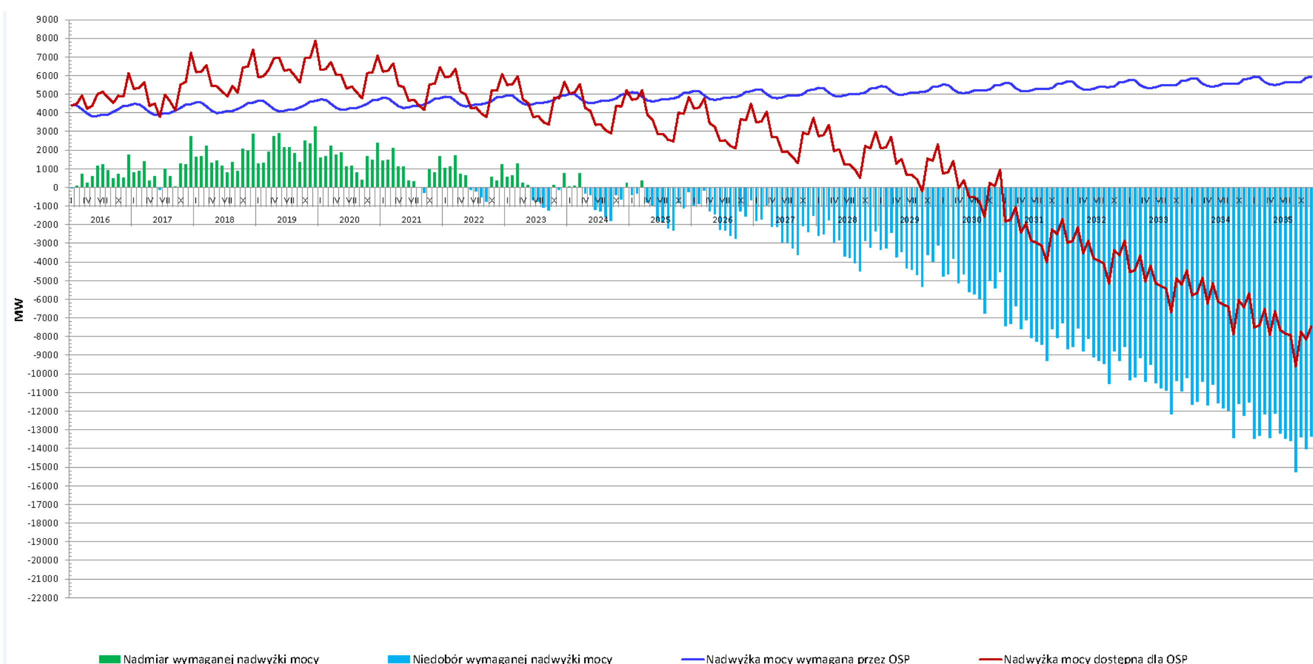
Rok	do 2020	do 2025	do 2030	do 2035
Skumulowane wycofania mocy JWCD cieplnych w [MW] (2016 r.)	6 617	9 928	17 321	20 920
(W cytowanym dokumencie Ministra Energii z 2017 r. „podrasowano” te same dane PSE na mniej groźne i jest ... i straszno i śmieszno)	4 960	9 175	16 568	20 262

Tab. 16.13. Skumulowane wielkości wycofań mocy w istniejących JWCD cieplnych do 2035 r. **w scenariuszu wycofań BAT** w **[MW]**.

Definicja: scenariusz wycofań BAT – zakładający przyśpieszenie wycofań jednostek wytwórczych z eksploatacji w celu uniknięcia ponoszenia nakładów inwestycyjnych na dostosowanie ich do zaostrzonych norm emisyjnych (scenariusz oparty na założeniu, że warunki rynkowe nie będą sprzyjać podejmowaniu decyzji inwestycyjnych).

Na poniższym ***Rys. 16.8.*** *przedstawiono wyniki Prognozy DAPZ dla scenariusza modernizacyjnego BAT. Dla tego przypadku zachodzą następujące warunki bilansowe w KSE:*

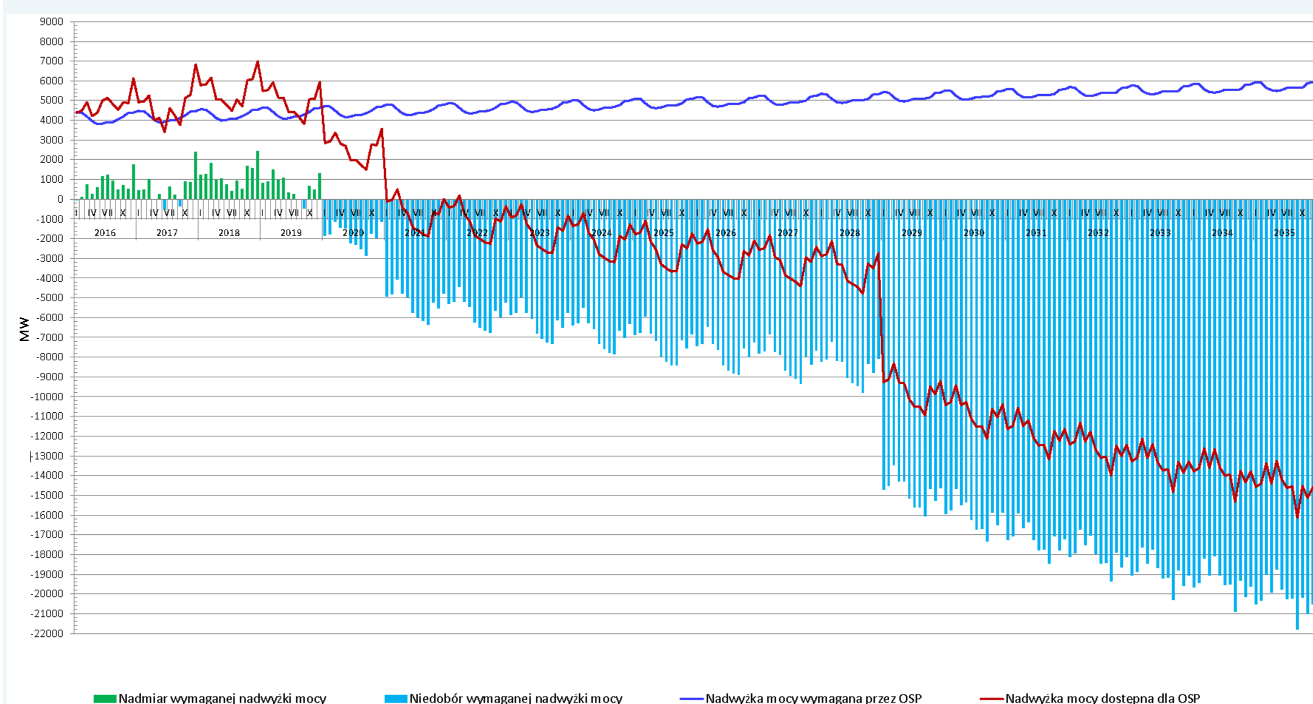
- *W latach 2016 – 2021 nadwyżka mocy dostępnej dla OSP jest utrzymywana na wymaganym poziomie, przy czym w niektórych okresach jest to osiągane poprzez zastosowanie podstawowych operatorskich środków zaradczych.*
- *W roku 2022 występuje niedobór nadwyżki mocy dostępnej dla OSP, którego skompensowanie wymagałoby zastosowania podstawowych oraz bieżących operatorskich środków zaradczych.*
- *Od roku 2023 do końca okresu analizy występują niedobory wymaganej nadwyżki mocy dostępnej dla OSP, niemożliwe do skompensowania przez operatorskie środki zaradcze. Niedobory te rosną w kolejnych latach, od ok. 1 000 MW w roku 2023 do ok. 13 000 MW w roku 2035.*
- *W okresie 2030 – 2035 występuje nie tylko niedobór wymaganej nadwyżki mocy dostępnej dla OSP, lecz również brak możliwości pokrycia zapotrzebowania odbiorców przez elektrownie krajowe.*



Rys. 16.8. Wynik Prognozy DAPZ dla scenariusza modernizacyjnego BAT.

*Na poniższym **Rys. 16.9.** przedstawiono wynik Prognozy DAPZ dla scenariusza wycofań BAT. Dla tego przypadku zachodzą następujące warunki bilansowe w KSE:*

- *W latach 2016 - 2019 nadwyżka mocy dostępnej dla OSP jest utrzymywana na wymaganym poziomie, przy czym w niektórych okresach jest to osiągane poprzez zastosowanie podstawowych operatorskich środków zaradczych.*
- *Od 2020 roku do końca okresu analizy występują niedobory wymaganej nadwyżki mocy dostępnej dla OSP, niemożliwe do skompensowania przez operatorskie środki zaradcze. Niedobory te rosną w kolejnych latach, od ok. 2 000 MW w roku 2020 do ok. 20 000 MW w roku 2035.*
- *W okresie 2021 – 2035 występuje nie tylko niedobór wymaganej nadwyżki mocy dostępnej dla OSP, lecz również brak możliwości pokrycia zapotrzebowania odbiorców przez elektrownie krajowe.*



Rys. 16.9. Wynik Prognozy DAPZ dla scenariusza wycofań BAT.

Podsumowanie PSE S.A. w dokumencie „Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016 – 2035”

1. W celu zagwarantowania w perspektywie kilku najbliższych lat bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej należy zapewnić terminowe oddawanie do eksploatacji realizowanych obecnie oraz zaplanowanych do realizacji źródeł wytwórczych JWCD, o sumarycznej mocy ok. 5,8 GW, a także utrzymanie w eksploatacji możliwie największej części zdolności wytwórczych istniejących źródeł.

2. Zagwarantowanie w perspektywie średnioterminowej bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej wymaga budowy nowych źródeł wytwórczych bez względu na podejście do wypełnienia konkluzji BAT dla istniejących źródeł wytwórczych. ***Przyjmując scenariusz modernizacyjny BAT całkowite zapotrzebowanie na nowe zdolności wytwórcze w perspektywie do 2035 roku wyniesie ok. 23 GW****.*
W przypadku scenariusza wycofań BAT zapotrzebowanie to wzrośnie do ok. 30 GW.

3. Przedstawione w opracowaniu wyniki analiz bilansowych wskazują, że już od 2020 roku – w scenariuszu wycofań BAT, oraz od 2022 roku – w scenariuszu modernizacyjnym BAT, może wystąpić niedobór rezerw mocy dostępnych w ramach krajowych zasobów wytwórczych, tj. bez uwzględnienia zdolności importowych..

(kom. autora opracowania: I tak się stało. Wg „MAPA KSE" saldo wymiany całkowitej od dwóch lat jest ujemne przez większość każdej doby **na poziomie 1 500 do 2 000 MW mocy zapotrzebowanej** co jest pokrywane importem głównie z Niemiec.
„MAPA KSE": https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-dobowe-z-pracy-kse).

Dla uniknięcia takiej sytuacji powinny być podejmowane działania na rzecz dostosowania istniejących źródeł wytwórczych do nowych wymagań ochrony środowiska (konkluzji BAT) ***oraz budowy nowych źródeł wytwórczych****.*

(kom. autora opracowania: No i zbudowano ... . Blok Ostrołęka C o mocy 1000 MW zbudowano w ok. 20 % po czym interweniował James Thornton z drugim cwaniakiem, Professorem of Jewish Studies, Martinem Goodmanem i wszystko poszło w .... i poza fundamentami bloku energetycznego pozostał ponad miliardowy dług.

Istotne w tym kontekście jest zapewnienie warunków rynkowych wspierających decyzje inwestycyjne. Ważne może być również podejmowanie działań prowadzących do uzyskania derogacji w zakresie dostosowania do nowych wymagań środowiskowych.

Minister Energii rządu III RP, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. i Najwyższa Izba Kontroli mówią, jak widać, jednym głosem, ale nie wiedzą skąd wziąć do 2035 roku (narastający deficyt mocy wytwórczej) od ok. 23 000 MW do ok. 30 000 MW.

Na razie, po cichu, kupują energię głównie z Niemiec. W 2019 roku było to 10,6 TWh za 2 mld zł czyli po 0,19 zł/kWh.

„Na rekordowym imporcie straciły polskie elektrownie, zwłaszcza najstarsze i najmniej sprawne (najbardziej emisyjne), bo to one są odstawiane w pierwszej kolejności, gdy do kraju wpływa prąd z zagranicy. Tylko do listopada produkcja w elektrowniach systemowych opalanych węglem spadła o niemal 6 proc. rok do roku. Przyczyniło się do tego także mniejsze zapotrzebowanie na energię elektryczną w kraju, które – jak wynika z szacunków WysokieNapiecie.pl – wyniosło w 2019 roku 169 TWh. Produkcję prądu z węgla (do ok. 76 proc. produkcji ogółem) sprowadził także wzrost wytwarzania w elektrowniach gazowych i wiatrowych. Ostatecznie w 2019 roku wyprodukowaliśmy w Polsce ok. 158 TWh energii elektrycznej – najmniej od pięciu lat."
https://wysokienapiecie.pl/25377-rekordowy-import-pradu-w-2019-roku-ponad-10-twh-za-2-mld-zl/

Na pogorszeniu bilansu handlowego i stratach krajowych elektrowni zyskali jednak odbiorcy i sprzedawcy energii elektrycznej. 10,6 TWh zaimportowanej energii elektrycznej odpowiada produkcji non-stop przez cały rok bloku energetycznego o mocy ponad 1200 MW, czyli większego, niż największy blok węglowy w kraju (1085 MW w Kozienicach).

Zważywszy, że moc zainstalowana Elektrowni Bełchatów wynosi 5298 MW to trzeba zbudować od 5 do 6 takich elektrowni, aby pokryć zapotrzebowanie wywołane głównie „konkluzjami BAT".

Ciekawe tylko, czy zgodzi się na takie inwestycje jakiś tam James Thornton z tym drugim cwaniakiem, Professorem of Jewish Studies, Martinem Goodmanem i „Badaczem z Instytutu Sztuki i Pomysłów" - Iancu Daramus.

Na 1000 MW elektrownię Ostrołęka C wszak się nie zgodzili.

Do tego doprowadziły kolejne rządy a w szczególności rząd PiS.

16.9. O czym zapomnieli napisać w swoich raportach (Minister Energii rządu III RP, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. i Najwyższa Izba Kontroli) czyli ci, co wzięli pieniądze w swoich wypasionych płacach, za dbanie o interes Państwa Polskiego

Minister Energii rządu III RP, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. i Najwyższa Izba Kontroli zapomnieli w swoich dokumentach o jednym jeszcze, więc im przypomnę. **Jest to fotowoltaika i prawo uchwalone** przez PiS i prezydenta Andrzeja Dudę z tym związane. Chodzi o **„magazynowanie energii”** wyprodukowanej przez panele fotowoltaiczne.

Wspomniałem już o tym problemie w wyliczance **33 zabobonów o „magazynowaniu energii” przez zakład energetyczny**, czyli przesyłaniu nadmiaru bieżącej energii z paneli PV do sieci PSE miejscowego zakładu energetycznego i do powtórnego pobrania w celu wykorzystania jej w ciągu 365 dni od momentu wyprodukowania.

W przypadku wykorzystania przez prosumenta wcześniej wysłanej innym odbiorcom przez PSE S.S. energii, zostaje przy poborze ekwiwalentu potrącone 20% z ilości wcześniej przesłanej przez prosumenta energii – gdy instalacja ma do 10 kW mocy lub 30% w przypadku PV o (mocy powyżej 10 kW) do 40 kW.

I tu jest problem o którym nie wspomniał ani Minister Energii rządu III RP, ani Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., ani Najwyższa Izba Kontroli.

Problem polega na tym, że energii nie jest wysyłana przez prosumenta do żadnego zakładu energetycznego celem zmagazynowania, tylko jest wysyłana przez liczniki pomiarowo-rozliczeniowe zakładu energetycznego DO AKTUALNIE CZYNNYCH WSZYSTKICH ODBIORCÓW w systemie elektroenergetycznym PSE S.A..

Tę energię - produkowaną na bieżąco przez panele prosumentów - pobierają aktualnie czynni w sieci odbiorcy a nie żaden zakład energetyczny!
Zakład energetyczny dokonuje tylko rozliczeń przepływów energii, ale jej nie magazynuje w najmniejszej ilości, bo nie ma takich możliwości. Sieć przesyłowa nie magazynuje energii prądu przemiennego niskiego napięcia, tylko dystrybuuje energię do bieżących odbiorców.

Magazynowanie to kłamstwo i chwyt taniej propagandy bolszewickiej a prawdziwy problem z tą zaksięgowaną na licznikach rozliczeniowych energią polega na tym, że może ona być „odebrana” prawie wyłącznie z dominujących Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) a więc głównie wielkich elektrowni węglowych.

Patrz poniżej na strukturę mocy zainstalowanej w KSE i udział elektrowni na węglu kamiennym i brunatnym:

	31.12.2017 r.	**31.12.2018 r.**	**31.12.2019 r.**
Ogółem	43 421	45 939	46 799
Elektrownie zawodowe	34 268	36 638	36 674
Elektrownie zawodowe wodne	2 328	2 341	2 346
Elektrownie zawodowe cieplne, w tym:	31 939	34 296	34 328
na węglu kamiennym	**20 247**	**23 215**	**23 159**
na węglu brunatnym	**9 352**	**8 752**	**8 382**
gazowe	2 341	2 330	2 788
Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	**6 341**	**6 621**	**7 490**
Elektrownie przemysłowe	2 813	2 680	2 634
JWCD	26 952	29 128	29 333
nJWCD	16 470	16 811	17 466

Tab. 16.14. Struktura mocy zainstalowanej w KSE w [MW] z Raportu 2019 KSE Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A..

I w ten sposób dochodzimy do sedna tak skrupulatnie ukrywanej prawdy w kwestii „magazynowania energii” przez prosumentów (na rozliczenie której to nadwyżki ma się 365 dni od momentu wprowadzenia energii do sieci.

W celu odsłonięcia tej prawdy - poprzez objaśnienie tej kuglarskie sztuczki propagandowej dokonywanej z taką determinacją przez rządzących i powodu jej skrupulatnego ukrywania - posłużę się prostym przykładem opartym na prawdziwych danych pozyskanych z PSE.

Pierwsza rzecz, to ustalenie jaką część, pozyskiwanej energii ze swojej instalacji fotowoltaicznej, prosument wysyła do sieci.
I tak, przykładowy prosument posiadający instalację PV o mocy zainstalowanej 5 kW pobiera z sieci elektroenergetycznej miesięcznie średnio 280 kWh energii, co daje w liniowym rozkładzie dobowym 0,39 kWh / h i jest bliskie prawdy dla gospodarstwa domowego.

Miesiąc	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Promieniowanie słoneczne kWh/m²	0,6	1,0	3,0	3,8	4,8	5,4	5,3	4,9	3,3	1,7	0,7	0,5
W % o sumie dla 12 miesięcy 100 %	1,7%	2,9%	8,6%	**10,9%**	**13,7%**	**15,4%**	**15,1%**	**14,0%**	**9,4%**	4,9%	2,0%	1,4%
Produkcja miesięczna instalacji 5 kW w kWh	70,9	118,2	354,5	449,0	567,1	638,0	626,2	579,0	389,9	200,9	82,7	59,1
Zużycie miesięczne prosumenta	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
Zużycie miesięczne bezpośrednie prosumenta z instalacji PV o mocy 5 kW	18,1	30,2	90,7	114,9	145,2	163,3	160,3	148,2	99,8	51,4	21,2	15,1

Tab. 16.15. Zawiera dane z rozkładu promieniowania słonecznego kWh/m² dla obszaru Polski co jest równoważne produkcji energii elektrycznej z paneli PV.

- - Zwraca uwagę to, że w miesiącach od kwietnia do września produkowane jest aż **78,57 %** energii w kilku godzinach dziennych rzecz jasna.
- - Zużycie energii w gospodarstwie domowym prosumenta jest równe: 12 mies. x 280 kWh = **3 360 kWh**.
- - Produkcja roczna instalacji 5 kW jest równa 5 x 827,08 kWh = **4 135 kWh** - instalacja idealnie dobrana do potrzeb. (**827,08 kWh to ilość energii jaką produkuje 1 kW mocy zainstalowanej PV na podstawie rzeczywistych danych PSE – patrz dane z Tab. 2.1.**)
- - Zużycie roczne prosumenta bezpośrednio z pracującej instalacji PV o mocy 5 kW: **1 059 kWh** co stanowi **25,6 %** energii wyprodukowanej przez instalację PV prosumenta o mocy 5 kW przy założeniu pracy 14 godzinnej instalacji w czerwcu i odpowiednio mniej wg danych z wiersza tabeli „Promieniowanie słoneczne kWh/m²".
- - Aż **74,4 %** energii produkowanej przez 5 kW prosumenta, na bieżąco, jest wysyłane do sieci PSE.

Przyjmijmy założenie w celu łatwiejszego objaśnienia problemu/oszustwa, pełny zwrot energii przesłanej przez prosumentów do sieci PSE Operator. Dokładnie rzecz biorąc: wysłane 100 % i 80 % „zwrotu".

Mając **74,4 %** współczynnik przesłania wytworzonej energii do sieci PSE możemy policzyć od tegorocznej produkcji energii PV równej 1 744 221 [MWh] (ekwiwalentu za rok 2020) uzyskany z aktualnie mocy zainstalowanej PV równej 2 108,9 [MW] zwrot do prosumenta w dogodnym mu czasie:
1 744 221 [MWh] x 0,8 x **74,4 %** = **1 038 160 MWh**

Ostatecznie dochodzimy do odpowiedzi na pytanie: ile to potrzeba czasu pracy „mocy węglowej" np. bloku węglowego „Ostrołęka C" o mocy 1000 MW na „zwrot" 1 038 160 MWh drobnym prosumentom?

Odpowiedź jest prosta. Potrzeba następującego czasu pracy:
1 038 160 [MWh] / 1000 [MW] = 1038 [h]
czyli **jeden miesiąc i 13 dni pracy pełną nominalną mocą bloku węglowego Ostrołęka C o mocy 1000 MW** (którego nie będzie w wyniku działania Jamesa Thorntona, przyjaciela tego drugiego cwaniaka, Professora of Jewish Studies, Martina Goodmana).

Ten zwrot energii – **w jeden miesiąc i 13 dni pracy bloku węglowego Ostrołęka C o mocy 1000 MW** - pochodzi ze „zmagazynowanej" rocznej produkcji 1 038 160 [MWh], uzyskanej z mocy zainstalowanej PV równej 2 108,9 [MW] co uzyskano z danych z PSE.

Zważywszy, że projekt „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030" (KPEiK) zakłada moc zainstalowaną w fotowoltaice, w scenariuszu realizacji celów UE w 2030 r. równą **8 000 MW** możemy policzyć zwrot analogiczny zwrot, który w tym przypadku jest równy = **5 miesięcy i 12 dni pracy bloku węglowego Ostrołęka C o mocy 1000 MW którego już nie będzie w wyniku działania:** Jamesa Thorntona, przyjaciela tego drugiego cwaniaka, Professora of Jewish Studies, Martina Goodmana) i dzięki jego socjolżkom, prawnikom, filologom, marketingowcom, absolwentom Kolegium Europejskiego w Natolinie, architektom krajobrazu, lingwistkom stosowanym, historykom i kulturoznawcom z „Fundacji ClientEarth Prawnicy dla Ziemi" która pozbawiła z polskimi(?) sędziami Polskę elektrowni Ostrołęka C. (wyszczególnione wyuczone zawody zestawiono z obszernego i szczegółowego wcześniej zamieszczonego zestawienia pracowników „Nasz zespół" Fundacji ClientEarth Prawnicy dla Ziemi.)

Co więcej, to zważywszy, że:
„Niedawno opublikowane projekty Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP 2040) oraz Krajowego planu na rzecz energii i klimatu do 2030 r. (KPEiK 2030) zakładają wzrost mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych w 2020 r. Najbardziej optymistyczny scenariusz ***rozwoju sektora PV zakłada projekt PEP 2040 – zakłada funkcjonowanie ponad 20,2 GW łącznych mocy w 2040 r.****, (projekt KPEiK 2030 zakłada budowę 15,7 GW instalacji PV w 2040 r.). Według tych założeń (PEP) w 2040 r.* ***fotowoltaika będzie stanowić około 25% mocy zainstalowanej****."*

to na 80 % „zwrot energii” prosumentom **z ponad 20,2 GW łącznych mocy zainstalowanej w 2040 r.** „zmagazynowanej w zakładach energetycznych”, w ciągu roku obrachunkowego, **potrzeba będzie ciągłej pracy bloku węglowego Ostrołęka C o mocy 1000 MW przez ponad rok, bloku którego już będzie** w wyniku działania ....

Zakładane funkcjonowanie ponad 20,2 GW łącznych mocy PV w 2040 r. – w przypadku prosumentów – potrzebuje mocy 2 000 MW elektrowni węglowych, w pracy ciągłej (całą dobę, dzień i noc) przez 7 miesięcy i 14 dni, tylko w celu zwrotu prosumentom „zmagazynowanej w zakładach energetycznych” nadwyżek energii przesłanej wcześniej do SE.

W związku z powyższym nasuwa się pytanie: Czy ktoś w tym państwie jeszcze myśli?

Jak podaje projekt rządowy, moc osiągalna JWCD elektrowni cieplnych w **2035** roku będzie - wg **scenariusza wycofań BAT** (**Tab. 16.10.**) - równa **3 163 [MW]** (JWCD = Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane).
Skąd oni wezmą nawet te 2 000 MW elektrowni węglowych, w pracy ciągłej (całą dobę, dzień i noc) przez 7 miesięcy i 14 dni, tylko w celu zwrotu prosumentom „zmagazynowanej w zakładach energetycznych” nadwyżek energii przesłanej wcześniej do SE.
To nie jest racjonalnie zarządzane państwo – to raczej jakaś „Drewnica”.

Idźmy dalej tym tropem rządowych projektów. Zestawmy z tym problemem duraczenie Ministerstwa Energii, Warszawa 2019, w swoim projekcie „***Polityka energetyczna Polski do 2040 r. – projekt w. 2.1 – 08.11.2019***”:

„strategia rozwoju sektora paliwowo-energetycznego (PEP2040) stanowi odpowiedź na najważniejsze wyzwania stojące przed polską energetyką w najbliższych dziesięcioleciach oraz wyznacza kierunki rozwoju sektora energii z uwzględnieniem zadań niezbędnych do realizacji w perspektywie krótkookresowej.”

gdzie to w tym projekcie, nawet się nie zająknięto na ten temat barku magazynu energii w postaci bloku Elektrowni Ostrołęka C o mocy 1000 MW, koniecznego do „zwrotów” energii prosumentom, bloku pracującego non-stop, przez okrągły rok.

Za to rząd proponuje niedorzecznie „klastry, inteligentne sieci energetyczne, magazyny energii i spółdzielnie energetyczne”:

I dalej w tym projekcie:
*„Przyrastać będzie także liczba prosumentów energii odnawialnej oraz **rozwijać się będą klastry energii i spółdzielnie energetyczne**. Indywidualnemu wykorzystaniu OZE powinien **towarzyszyć magazyn energii**, tak aby prosument zminimalizował pobór i oddawanie nadwyżek wytworzonej energii do sieci, a w klastrach bilansowanie ułatwi powiązanie różnych technologii. Mechanizmy wsparcia OZE będą w uprzywilejowanej pozycji stawiać rozwiązania zapewniające maksymalną dyspozycyjność, z relatywnie najniższym kosztem wytworzenia energii oraz zaspokajające lokalne potrzeby energetyczne.”*

Sformułowanie *„klastry energii i spółdzielnie energetyczne”* po prostu powala.

Czy tym ludziom ktoś może wytłumaczyć, że w języku polski wg sł. j.p. słowo **klaster** znaczy:

> klaster ‹ang. cluster ›
> 1. inform.
> a) «najmniejsza ilość miejsca na dysku twardym, która może zostać przydzielona plikowi w systemach DOS i Windows»
> b) «grupa komputerów lub innych zasobów, które współdziałają ze sobą przy wykonywaniu określonych zadań i są traktowane jako całość»
> 2. muz. «wielodźwięk zbudowany z dźwięków znajdujących się blisko siebie w skali muzycznej, zagranych równocześnie lub rozłożonych w czasie, stosowany we współczesnej muzyce instrumentalnej»
> m IV, D. -a a. ~tra, Ms. ~rze a. ~trze; lm M. -y a. ~try.

i nic więcej. No ale skoro na państwowych uniwersytetach nauczają o 77 płciach to może i przyjmą się „klastry energii”.

I dalej w tym projekcie:
*„- indywidualni lub przemysłowi prosumenci energii odnawialnej – wytwarzają oni energię na potrzeby własne– w mikroinstalacjach, a nadwyżkę oddają do systemu energetycznego. Znaczną część tej energii mogą odebrać w okresach niedoboru. Energetyka obywatelska pozwala na racjonalne wykorzystanie potencjału OZE w ujęciu lokalnym, wpływa także na efektywne gospodarowanie energią. **Kierunkowo warto dążyć do samobilansowania prosumentów, np. poprzez wprowadzanie nadwyżki energii do magazynu energii**, aby zminimalizować ich potrzeby zewnętrzne w okresie niesprzyjających warunków atmosferycznych dla pełnego uniezależnienia prosumenta energii odnawialnej oraz ograniczenia negatywnego oddziaływania na sieć elektroenergetyczną i zaburzeń na rynku energii;*

*- obszary zrównoważone energetycznie – **klastry energii** (obszar pięciu sąsiadujących gmin lub powiatu) oraz spółdzielnie– energetyczne. **Ich zadaniem jest wykorzystanie lokalnego potencjału** – źródeł energii, surowców, **kontaktów międzyludzkich**, a także stworzenie nowych obszarów rozwoju gospodarczego. **Równie ważne jest uniezależnienie danego obszaru od dostaw energii z sieci krajowej** oraz możliwości świadczenia usług DSR przez klaster na rzecz OSD. Docelowo pewność bilansowania w klastrach powinna być tak wysoka, aby potrzeby energetyczne tych obszarów nie były uwzględniane w rezerwie mocy planowanej przez OSPe. Szacuje się, że w 2030 r. na terenie kraju będzie funkcjonować ok. 300 obszarów zrównoważonych energetycznie na poziomie lokalnym.”*

I jeszcze te „**magazyny energii**”. Kolejny odlot rządzących.

Nawet nie wiedzą, że **„magazyny energii” – tyle , że prawdziwe – są używane od dawna w polskim SE**.

Są to elektrownie szczytowo-pompowe. Jest ich wiele. Tu wykaz:
- Elektrownie szczytowo-pompowe w Polsce:
- Elektrownia Żarnowiec – 716 MW (największa w Polsce)
- Elektrownia Porąbka-Żar – 500 MW
- Zespół Elektrowni Wodnych Solina-Myczkowce – moc 200 MW po modernizacji 2000–2003[2], przed modernizacją 136 MW
- Elektrownia Żydowo – moc 167 MW po modernizacji zakończonej w 2013 r. (pierwsza w Polsce), przed modernizacją 156 MW
- Elektrownia Czorsztyn-Niedzica-Sromowce Wyżne – 94,6 MW
- Elektrownia Dychów – o mocy 90 MW (do września 2005 – 79,3 MW)



Rys. 16.10. Szczytowo-pompowa Elektrownia Wodna Żarnowiec moc nominalna 716 [MW] w czasie 5 h. Tu film: https://www.youtube.com/watch?v=_d-BLZzfnAo&app=desktop

Elektrownia Wodna Żarnowiec – największa w Polsce elektrownia szczytowo-pompowa. Położona w miejscowości Czymanowo nad Jeziorem Żarnowieckim w województwie pomorskim. **Uzupełnianie zbiornika górnego trwa około 6,5 godziny pracy czterech hydrozespołów w trybie pompowym (800MW)**. Turbiny są połączone z górnym zbiornikiem poprzez 4 rurociągi o długości 1100 m, których średnica waha się od 7100 mm do 5400 mm.
Górny zbiornik wodny elektrowni stanowi zbiornik Czymanowo wybudowany w miejscu dawnej wsi Kolkowo. Jest to sztuczne jezioro o powierzchni 135 ha i pojemności 13,8 mln m^3, **co pozwala na zgromadzenie 3 600 MWh energii elektrycznej**. Zbiornik dolny stanowi natomiast Jezioro Żarnowieckie.

Proszę spojrzeć na to okiem zdrowego rozsądku i odpowiedzieć na pytanie: jakie to mogą być „magazyny energii” skoro w czasie największych obciążeń dobowych SE sięgających obecnie 22 536 MW (patrz **Rys. 3.1.**) **gigantyczna instalacja szczytowo-pompowa miejscowości Czymanowo** potrafi zapewnić zasilanie polskiego SE – **w przeliczeniu na pełną moc w szczycie równą 22 536 MW** – przez **9 m 58 s** a potem znowu pompowanie do zbiornika górnego przez około 6,5 godziny przez czterech hydrozespoły o mocy 800 MW. Przy rzeczywistej pracy generatorowej z nominalną mocą 716 MW czas pracy to 5 h i 2 min. W sumie dwa pełne cykle na dobę. Akumulator niby olbrzymi a możliwości w stosunku do SE niewielkie.

Po zestawieniu tych informacji można nabrać podejrzenia, że tym segmentem polskiej gospodarki rządzą nie tylko ignoranci i nieudacznicy, ale autentyczni wariaci. Zamiast niezbędnej do zwrotów prosumentom ich dorobku, elektrowni Ostrołęka C o łącznej mocy 1 000 MW, proponuje „*klastry i spółdzielnie którym powinien towarzyszyć magazyn energii*”. o których ani słowa na czym miałyby one polegać, bo proponowane w tym celu akumulatory litowo-jonowe w samochodach elektrycznych ;-) to zupełny odlot na skrzydłach psychiatrii.
Już nawet nie wiadomo czy się z tego śmiać czy płakać!

Miejmy nadzieję, że w przyszłości, może naród rozliczy tych „ministrów klimatu” za te sabotażowe wobec Polski i Polaków działania i nie będzie tłumaczenia, że nie wiedzieli, co robili, bo na tym się nie znali, bo mieli wykształcenie architekta, budowlańca i magistra turystyki, bądź podobną magisterkę w Akademii Pierwszomajowej czy Wyższej Szkole Gotowania na

Gazie, jak ten przytoczony **również bankier!**, Maltańczyk Karmenu Vella który w wieku 23 lat został dyrektorem Mid-Med Banku czy **Badacz z Instytut Sztuki i Pomysłów** Iancu Daramus

Proszę teraz porównać, starą prawie 40 letnią elektrownię zbudowaną za pierwszej żydokomuny w PRL, ale zbudowaną przez fachowców: inżynierów, techników i robotników, ten prawdziwy magazyn energii z odlotowym tekstem w dokumencie Ministerstwa Energii, Warszawa 2019 pt.
„***Polityka energetyczna Polski do 2040 r. – projekt w. 2.1 – 08.11.2019***”:

„Rozwój magazynowania energii także odnosi się do całego kraju – w perspektywie długookresowej każdy odbiorca może być wyposażony w magazyn energii (w tym samochód elektryczny). ***Szczególnie istotne jest lokowanie magazynów przy źródłach OZE oraz w klastrach energii, gdyż wspiera to stabilne funkcjonowanie KSE****. Podobny efekt będzie mieć sukcesywne wdrażanie inteligentnej sieci energetycznej.”*

Wielka, szczytowo-pompowa Elektrownia Wodna Żarnowiec, pozwala na gromadzenie energii, z zakładanych przez Ministerstwo Klimatu **20,2 GW łącznych mocy PV w 2040 r., przez czas ok. 15 min.** (piętnaście minut) a oni proponują o pojemności 21 kWh.

Na tym chciałem już zakończyć, ale znowu przeczytałem trzy słowa „*inteligentnej sieci energetycznej*” i zajrzałem do dokumentu Ministerstwa Energii, Warszawa 2019 pt. „***Polityka energetyczna Polski do 2040 r. – projekt w. 2.1 – 08.11.2019***” a tam napisano, cyt.:

„***rozwój inteligentnych sieci***
2B. PROJEKT STRATEGICZNY PEP – SOR PS.2(1)
Zwieńczeniem działań rozwijających krajową sieć elektroenergetyczną będzie wdrożenie inteligentnej sieci energetycznej (smart grid). Istotnym etapem będzie ustanowienie operatora informacji rynku energii (OIRE). Inteligentna sieć pozwoli zintegrować zachowania i działania wszystkich przyłączonych do niej użytkowników – wytwórców, odbiorców i prosumentów energii odnawialnej, zaś OIRE zapewni wymianę informacji między uczestnikami systemu. Dzięki temu rozwiązaniu możliwe będzie bardziej świadome użytkowanie energii, zarządzenie podażą i popytem na energię elektryczną oraz ograniczenie strat, przy wysokim poziomie jakości, pewności i bezpieczeństwa zasilania. Fundamentem koncepcji są rozwiązania z zakresu technologii informacyjnych i telekomunikacyjnych (ICT, ang. Information and Communication Technology). Obok systemów dwustronnej komunikacji cyfrowej są to inteligentne systemy telemetryczne (tzw. smart metering) i systemy automatycznego monitorowania, sterowania, regulacji i zabezpieczenia sieci. Rozwój smart grids wiąże się z rozpowszechnieniem idei tzw. urządzeń Internetu Rzeczy. ***Wymiana danych między urządzeniami pozwoli także na rozpowszechnianie inteligentnych miast, inteligentnych domów oraz sprawnego działania klastrów energii****. W tym celu konieczne będzie stworzenie warunków technicznych, organizacyjnych, prawnych dla funkcjonowania OIRE.*

− ***Wdrożenie inteligentnych sieci ma także duże znaczenie dla zwiększenia aktywności odbiorców końcowych****. Oznacza to* ***umożliwienie odbiorcom podejmowania aktywnej roli na wszystkich rynkach****, czyli do wytwarzania energii elektrycznej w swoich domach, sprzedaży tej energii lub* ***dzielenia w ramach wspólnoty energetycznej****, świadczenia usług DSR (odpowiedź odbioru, ang. demand side response),* ***magazynowania energii elektrycznej****. Na rynku funkcjonują już prosumenci energii odnawialnej, którzy podejmują aktywne role, w dalszej kolejności zdefiniowany zostanie dostęp do rynku przez* ***obywatelskie wspólnoty energetyczne*** *.”*

i ... zaniemówiłem.

Ale po odzyskaniu mowy, dodam z niemieckiego źródła, jak to Niemcy rozumieją smart grids.

Informacja z 6 marca 2020: „*Rząd otrzymał potwierdzenie dofinansowania projektu „Budowa linii Mikułowa–Czarna wraz z rozbudową/modernizacją stacji w tym ciągu” ze środków Funduszy Europejskich. Całkowita wartość inwestycji wynosi około 650 mln zł. W ramach projektu wybudowane zostanie 198 km nowych „torów prądowych” oraz zmodernizowanych ok. 33 km istniejącej linii o napięciu 400 kV. Stacja elektroenergetyczna zostanie rozbudowana i zmodernizowana. Realizacja inwestycji* ***stworzy m.in. warunki do zwiększenia możliwości wymiany transgranicznej pomiędzy systemami elektroenergetycznymi Polski i Niemiec. Ponadto inwestycja wpisuje się w koncepcję tzw. sieci inteligentnych (tzw. smart grids)****, co przekłada się na zrównoważony, efektywny rozwój systemu elektroenergetycznego. Tym samym inwestycja przyczynia się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju. – czytamy na stronie serwisu Infrastruktura i Środowisko. Tę strategiczną inwestycję realizują Polskie Sieci Elektroenergetyczne*”.
Źródło: https://biznesalert.pl/linie-przesylowe-mikulowa-czarna-pse-energetyka/

Plany rozbudowy sieci zakładają również budowę połączeń energetycznych z innymi krajami. **Jest to kluczowe z punktu widzenia realizacji niemieckiej strategii rozwoju OZE, gdyż eksport energii w okresie wzmożonej produkcji ze słońca i wiatru oraz import w okresie braku produkcji zmniejsza koszty funkcjonowania całego systemu energetycznego**. Obecne plany przewidują budowę lub modernizację dziewięciu połączeń międzysystemowych, **w tym dwóch z Polską (Vierraden–Krajnik do 2020 roku oraz Eisenhüttenstadt–Baczyna po 2030 roku)**.
Źródło: https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2016-10-05/niemcy-coraz-mniej-czasu-na-rozbudowe-sieci-elektroenergetycznej

Z opracowania autora Henryka KOCOT, Politechnika Śląska, Gliwice, który w artykule „ZASTĘPOWANIE LINII O NAPIĘCIU 220 KV LINIAMI 400 KV JAKO SPOSÓB ZWIĘKSZENIA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO” pisze, wiemy że: „*Letnia i zimowa obciążalność mocowa 400 kV wykonanych przewodem*

AFl-8 525 i zaprojektowanych na maksymalną temperaturę graniczną roboczą +60°C jest równa ***latem 1210 MW zaś zimą 1690 MW*** *w porównaniu do linii 220 kV którą można przesłać tylko:* ***latem 330 MW zaś zimą 465 MW****.*"
Źródło: https://www.cire.pl/pliki/2/2016/kocot_reebe.pdf

Na tym więc naprawdę, polega koncepcja Ministerstwa Klimatu, jeśli chodzi o tzw. sieci inteligentne zwane nowomodnie „smart grids" i dlatego nie można było tego jasno wyartykułować w ministerialnym projekcie „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku" (PEP 2040).
W projekcie rządowym napisano, że smart girids to, cyt.: „***Rozwój smart grids wiąże się z rozpowszechnieniem idei tzw. urządzeń Internetu Rzeczy****. Wymiana danych między urządzeniami pozwoli także na rozpowszechnianie inteligentnych miast, inteligentnych domów oraz sprawnego działania klastrów energii. W tym celu konieczne będzie stworzenie warunków technicznych, organizacyjnych, prawnych dla funkcjonowania OIRE.*"

A tak naprawdę tzw. smart grids to jest sieć bardzo inteligentna, bo jest z punktu widzenia realizacji niemieckiej strategii rozwoju OZE zdolna przesłać do Polski latem 2x 1210 MW zaś zimą 2x 1690 MW (lina dwutorowa).
Można więc przesłać taką jedną linią, **jednocześnie podwójną produkcję najnowszych bloków węglowych w Kozienicach o mocy 1 075 MW i w Bełchatowie o mocy 858 MW, ale się nie prześle, bo energia ma kierunek z Niemiec do Polski**.

Na tym polega inteligencja tych „smart grids" sieci. Trzema dwutorowymi liniami 400 kV mozna będzie przesłać z Niemiec moc 3x (2x 1690 MW) = 10 140 MW.
To zapewne dlatego (patrz pt. 16.3.) Najwyższa Izba Kontroli w grudniu 2019 r. oceniła inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012–2018 jako „*Stwierdzony stan – brak aktualnej polityki energetycznej*."
To zapewne dlatego Najwyższa Izba Kontroli stwierdziła, że „*Według prognozy PSE na lata 2017–2035 przy scenariuszu modernizacyjnym całkowite zapotrzebowanie na nowe zdolności wytwórcze w perspektywie do 2035 r. wyniesie około 22 GW, a w scenariuszu wycofań nawet około 28 GW.*", ale nie pisnęła ani słówkiem skąd te brakujące moce zostaną uzupełnione.
To zapewne dlatego Najwyższa Izba Kontroli stwierdziła, że projekt rządowy „*Projekt PEP2040 jest mało ambitny.*", ale nie pisnęła ani słówkiem dlaczego jest tak mało ambitny.
Tylko wtajemniczone gremia są poinformowane, że Polacy będą kupować drogą energię z niemieckich wiatraków i po to jest budowana trzecia dwutorowa linia 400 kV na kierunku do Niemiec (a w planach jest czwarta taka linia). Energia będzie z Niemiec! i Polska zostanie uzależniona na poziomi ubezwłasnowolnienia w dziedzinie energetyki po demontażu swoich elektrowni węglowych.
(Wiadomo już też, czemu zablokowano budowę elektrowni „Ostrołęka C" o mocy P_{inst} = 1 000 MW. Wszystko jasne.

Polega na niszczeniu polskiej energetyki i kupowaniu energii u Niemca. Tylko czego się boi Ministerstwo Klimatu, że nie napisało w PEP 2040 prawdy? Że Polacy się dowiedzą i pogonią?

I jeszcze na temat magazynowania energii. Ministerstwo Klimatu w swoim **projekcie „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku" (PEP 2040)** troszczy się o, cyt.: „***Pożądany jest także rozwój innych rozwiązań, które umożliwią postęp w zakresie magazynowania energii, zwłaszcza takich, które pozwoliłyby wykorzystać energię z OZE***." a okazuje się, że to chodzi o Niemcy które tak oto wyobrażają sobie magazynowanie energii. Mają na myśli polski system energetyczny, cyt. za dokumentem: ROCZNE SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI, WRZESIEŃ 2009 R. – WRZESIEŃ 2010 R., Koordynator europejski PROF. WŁADYSŁAW MIELCZARSKI, PROJEKT LEŻĄCY W INTERESIE EUROPY POŁĄCZENIE ENERGETYCZNE POMIĘDZY POLSKĄ A LITWĄ oraz LINIE ELEKTROENERGETYCZNE POMIĘDZY NIEMCAMI A POLSKĄ, Bruksela, dnia 30 września 2010 r. gdzie zapisano:

„*Po pierwszym spotkaniu w Berlinie w maju 2008 r., w Warszawie w październiku 2008 r. miało miejsce drugie spotkanie operatorów systemów przesyłowych Vattenfall Europe Transmission (VET) i PSE-Operator z europejskimi koordynatorami ds. połączeń elektroenergetycznych.* ***Dyskusja skupiała się wokół dwóch głównych spraw****:*
● ***wytwarzania energii wiatrowej w Niemczech i ograniczonych mocy przesyłowych niewystarczających do zaabsorbowania w systemie elektroenergetycznym energii wiatrowej****;*
● ***wpływu przepływów energii elektrycznej pochodzącej z farm wiatrowych poprzez obecne połączenia elektroenergetyczne z Niemiec do Polski i dalej na południe do systemów elektroenergetycznych Czech i Austrii****.*

Było oczywiste, że obecne połączenia mają ograniczoną przepustowość oraz że konfiguracja systemów elektroenergetycznych zarówno w Polsce, jak i w Niemczech ***nie pozwala na znaczącą wymianę energii elektrycznej pomiędzy tymi dwoma krajami****. Prof. W. Mielczarski* ***wskazał na potrzebę budowy trzeciej linii elektroenergetycznej, która mogłaby połączyć systemy energetyczne Niemiec i Polski w okolicach Berlina i Poznania****.*
Tego typu linia elektroenergetyczna ***będzie miała duży wpływ na możliwość wymiany energii elektrycznej oraz na absorpcję energii pochodzącej z farm wiatrowych umiejscowionych w północnej części Niemiec****.*

Kolejne spotkanie operatorów systemów przesyłowych miało miejsce w Warszawie dnia 3 marca 2009 r. Prof. W. Mielczarski zaproponował wówczas utworzenie spółki PDC jako przedsięwzięcia joint venture dwóch operatorów. Taki podmiot ***miałby na celu przygotowanie planów inwestycyjnych dla trzeciego międzysystemowego połączenia elektroenergetycznego pomiędzy Niemcami i Polską****.*" Źródło:
https://www.cire.pl/pliki/2/2011_power_link_annual_report_2009_2010_pl.pdf

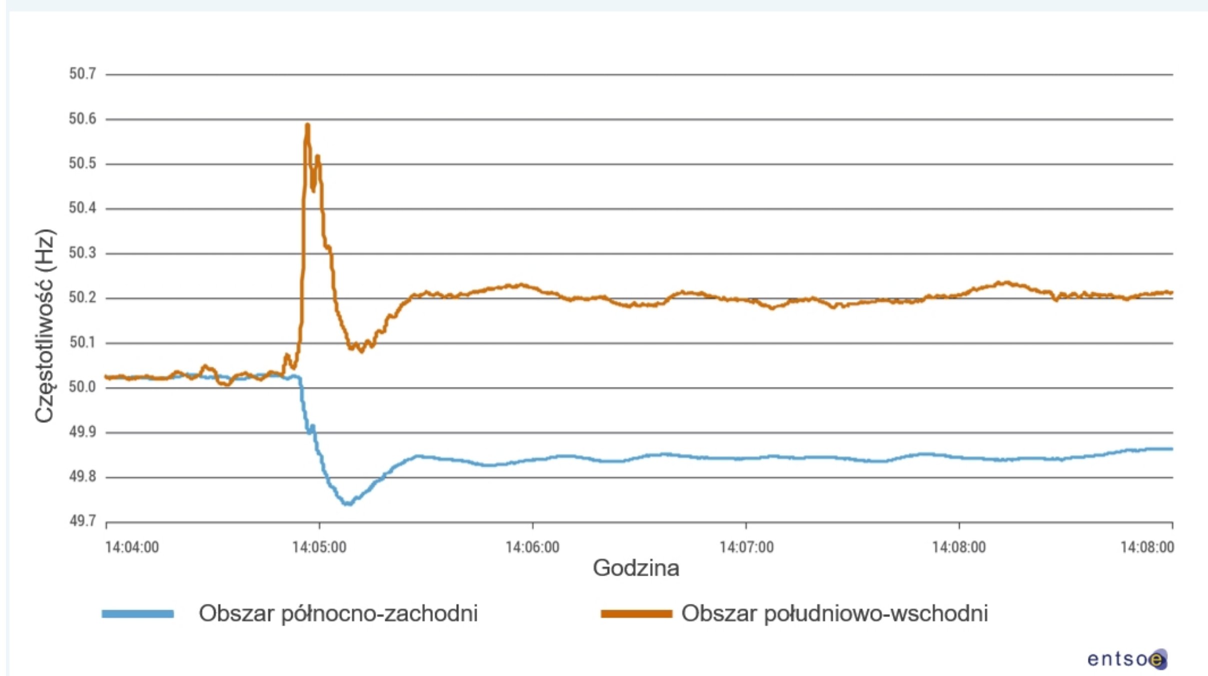
Czym się kończą takie pomysły łączenia systemów energetycznych w jedną całość to doskonale pokazuje **przypadek z dania 8 stycznia 2021 roku o godz. 14.05 czasu środkowoeuropejskiego** kiedy to „***system synchroniczny Europy kontynentalnej podzielił się na dwie części***". Systemy przesyłowe Europy Kontynentalnej są połączone i pracują

synchronicznie z częstotliwością ok. 50 Hz. **Wydarzenia z 8 stycznia 2021 r. spowodowały, że obszar synchroniczny tymczasowo podzielił się na dwie części.** Podobne zdarzenie miało miejsce 4 listopada 2006 r. kiedy to doszło do podziału systemu Europy kontynentalnej, który miał znacznie poważniejsze skutki dla odbiorców.
tu źródło: https://www.pse.pl/-/podzial-obszaru-synchronicznego-europy-kontynentalnej-8-stycznia-2021-aktualizacja?safeargs=

Widać nowo-mowa trafiła już na strony PSE. O co w tym wszystkim chodzi? Jak czytamy na stronie PSE to:
„Było to spowodowane serią następujących po sobie wyłączeń elementów systemu przesyłowego, które wystąpiły w bardzo krótkim czasie. Publikujemy tłumaczenie komunikatu ENTSO-E na ten temat. Linię podziału systemu zaznaczono na mapie:”.



Rys. 16.10.A. „***Tuż po 14.05 częstotliwość w północno-zachodniej strefie systemu na ok. 15 sekund spadła do poziomu 49,74 Hz, by później utrzymywać stałą wartość ok. 49,84 Hz****. Jednocześnie częstotliwość* ***w strefie południowo-wschodniej wzrosła do poziomu 50,6 Hz, a następnie ustabilizowała się i jej wartość wynosiła między 50,2 a 50,3 Hz****. Poniższy wykres pokazuje przebieg częstotliwości w obu regionach*:



Rys. 16.10.B. „*Poniższy wykres pokazuje przebieg częstotliwości w obu regionach tuż po 14.05 gdy* ***częstotliwość w północno-zachodniej strefie systemu na ok. 15 sekund spadła do poziomu 49,74 Hz****, by później utrzymywać stałą wartość* ***ok. 49,84 Hz****. Jednocześnie* ***częstotliwość w strefie południowo-wschodniej wzrosła do poziomu 50,6 Hz, a następnie ustabilizowała się i jej wartość wynosiła między 50,2 a 50,3 Hz****.”*

*„W związku ze spadkiem częstotliwości w obszarze północno-zachodnim, **we Francji i Włoszech w ramach zawartych wcześniej umów odłączono dużych odbiorców o łącznej mocy 1,7 GW**. Świadczą oni na rzecz operatorów systemów przesyłowych usługę, w ramach której są automatycznie odłączani od systemu, gdy częstotliwość spadnie poniżej pewnego poziomu. Dodatkowo w obszarach synchronicznych Europy Północnej oraz Wielkiej Brytanii automatycznie uruchomiono rezerwy wytwórcze o mocy odpowiednio 420 MW i 60 MW. Dzięki tym środkom zaradczym już o godz. 14.09 odchylenie częstotliwości na obszarze północno-zachodnim wynosiło ok. 0,1 Hz poniżej nominalnej wartości 50 Hz.*
Ze względu na duży wzrost częstotliwości w obszarze południowo-wschodnim zostały uruchomione działania zaradcze (zmniejszono generację jednostek wytwórczych). W efekcie o godz. 15.05.31 wahania częstotliwości w tym regionie ograniczono do ok. 0,1 Hz powyżej prawidłowej wartości 50 Hz.
W obliczu powstałego zakłócenia uruchomienie automatycznych działań oraz współpraca operatorów z regionu Europy kontynentalnej sprawiły, że sytuacja została szybko opanowana. Skoordynowane działania operatorów były niezbędne także do ponownego połączenia dwóch obszarów. Zasilanie dla odłączonych wcześniej odbiorców we Włoszech zostało przywrócone o godz. 14.47, a we Francji minutę później. O godz. 15.08 obie strefy zostały ponownie połączone.
ENTSO-E przygotowało zestaw pytań i odpowiedzi dotyczących wydarzeń z zeszłego tygodnia. Wszystkie publikowane informacje są wynikiem szczegółowych analiz. Są one wciąż prowadzone, a ENTSO-E opublikuje ich wyniki zgodnie z zapisami Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. (System Operation Guideline) po zakończeniu prac.”

To powyższe to wszystko lipa jak powiadano na przesłuchaniach w Komisji Amber Gold. Skoro system podzielił się jak na rysunku, to znaczy, że na lini podziału wystąpiły nadmiarowe przepływy mocy ze strefy południowo-wschodniej (pomarańczowa) do strefy północno-zachodniej (niebieska – „stara Europa” z Polską, Czechami i Słowacją).
Jest oczywiste, że we Włoszech „***we Francji i Włoszech** odłączono dużych odbiorców o łącznej mocy 1,7 GW*”, bo brakowało energii dostarczanej ze strony ich elektrowni. Moc 1,7 GW to moc 1 700 MW w więc moc sporej elektrowni węglowej. To świadczy jak w „Starej Europie” zaczynają wychodzić na „zielonej energii” Tak jak Jan Himisbah na angielskim.

Cała prawda jest na **Rys. 16.10B**. Skoro po zakłóceniu/awarii w strefie południowo-wschodniej (pomarańczowa linia) wzrosła skokowo częstotliwość, to znaczy, że z tej stefy była pobierana energia do strefy północno-zachodniej (niebieska linia – „stara Europa” z Polską, Czechami i Słowacją), bo tak się dzieje jak zostaną odciążone generatory wirujące w elektrowniach konwencjonalnych. Posłużę się tu fragmentem opracowania (materiał do wykładu) pana dr hab. inż. Ryszarda Zajczyka, profesora Politechniki Gdańskiej, WYDZIAŁ ELEKTROTECHNIKI I AUTOMATYKI Katedra Elektroenergetyki pt. „REGULACJA CZĘSTOTLIWOŚCI I MOCY W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM”, Gdańsk 2002 r. z którego cyt.:

> *„**Początkowy stan równowagi systemu elektroenergetycznego jest określony częstotliwością fn = 50 Hz**. Jeżeli w systemie, z różnych przyczyn, nastąpi przewaga jednej z mocy nad drugą, to przebieg powstałego w ten sposób stanu nieustalonego podzielić można na cztery fazy, których kolejność jest następująca:*
> ***- kołysania wirników generatorów pracujących w systemie elektroenergetycznych;***
> ***- zmiana częstotliwości w systemie elektroenergetycznym;***
> *- działanie regulatorów prędkości obrotowej bloków wytwórczych (regulacja pierwotna);*
> *- działanie regulatorów centralnych (regulacja wtórna).*
> *Załóżmy, że w systemie elektroenergetycznym wzrasta pobór mocy czynnej. Dodatkowe obciążenie, jakie przyjmuje na siebie system powoduje zmniejszenie jego energii kinetycznej zmagazynowanej w masach wirujących powodując powolne zmniejszanie się prędkości obrotowej wirników wszystkich generatorów pracujących w systemie w danej chwili, co oznacza zmniejszanie się częstotliwości w systemie. Kolejna fazą stanu nieustalonego dotyczy reakcji zespołów wytwórczych oraz odbiorów na spadek częstotliwości w systemie (p. 3.2.). W przedstawionym przypadku regulatory turbin otwierają zawory regulacyjne zwiększając przepływ czynnika napędowego, wskutek czego moce turbin wzrastają. Ostatnia faza stanu nieustalonego będąca wynikiem zaburzenia bilansu mocy czynnej dotyczy reakcji regulatora centralnego na zmniejszenie się częstotliwości i zmianę mocy wymiany międzysystemowej [17].*
> ***Regulacja pierwotna bloków wytwórczych dokonywana poprzez ich regulatory prędkości obrotowej polega na zmianach generowanych przez nie mocy czynnych** zgodnie z ich indywidualnymi charakterystykami statycznymi wytwarzania. ... W połączonych systemach elektroenergetycznych celem regulacji wtórnej jest dopasowanie mocy wymiany międzysystemowej do wartości zgodnych z zawartymi umowami wymiany. Regulacja wtórna odbywa się przez regulator nadrzędny zainstalowany w dyspozycji mocy szczebla centralnego.*
>
> ***Regulacja częstotliwości i mocy wymiany między wielkimi coraz silniej powiązanym i między sobą systemami stwarza całkiem nowe problemy realizacyjne**. Wymiana mocy między systemami ma na celu:*
> *- **wyrównanie deficytów bądź nadwyżek mocy** i energii występujących okresowo, lecz przewidzianych w planach produkcji współpracujących systemów;*
> *- **pomoc interwencyjną w przypadku nieplanowanych niedoborów mocy w jednym z współpracujących systemów**;*
> *- **zmniejszenie niezbędnej rezerwy mocy w każdym z współpracujących systemów przez zaplanowaną wymianę mocy w szczytowych okresach obciążenia**.*
> *Wymiana międzysystemowa odbywa się poprzez linie najwyższych napięć, zaś regulacja mocy wymiany odbywa się za pomocą nadrzędnych regulatorów centralnych należących do współpracujących systemów.”*

A odnośnik [17] w cytacie to pozycja: Machowski J., Bernas S.: Stany nieustalone i stabilność systemu elektroenergetycznego. Warszawa, WNT 1989, czyli prof. Stefana Bernasa, żołnierza AK z oddziału „Ponurego", nazywanego „sumieniem elektryków", **którego opinie uznawane były za ostateczny atest moralny** i o którym jeszcze wspomnę, bo miałem przyjemność słuchać Jego wykładów na Wydz. Elektrycznym Politechniki Warszawskiej.

Łączenie systemów miało przynieść wielkie dobrodziejstwa a ty już zaczyna się okazywać, że prowadzą do zakłóceń, bo w jakiejś Francji i we Włoszech jadą na cudzej energii na „krzywy ryj".
Potwierdza tę jazdę, to, że *„Dodatkowo w obszarach synchronicznych Europy Północnej oraz Wielkiej Brytanii automatycznie uruchomiono rezerwy wytwórcze o mocy odpowiednio 420 MW i 60 MW"*. Łączenie, no proszę, wyłączyli w celu odciążenia 1700 MW a całej rezerwy wytwórczej „starej Europy" było raptem 480 MW!
Coś takiego! Rezerwa kilkunastu państw równa 480 MW!
Śmieszne? Śmieszne, straszne i tragiczne, że do tego już doprowadzili „Zielono-Ładowcy"! **Dalej będzie tylko gorzej!**
A jadą na cudzej energii, bo zaczyna brakować swojej, „zielonej". **Wszystko jednak *„zgodnie z zapisami Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r*.**"
Taka jest prawda

Dobrze, że przynajmniej wiadomo już kto stoi za niszczeniem polskiej energetyki i za uczynieniem Polski i Polaków „***absorbentu energii pochodzącej z farm wiatrowych umiejscowionych w północnej części Niemiec***".
Wiadomo? Greta Tunberg!

16.10. Jak – nie wchodząc w kolizje z rozumem - należy rozwiązać problem wyeksploatowanych polskich elektrowni węglowych

Rozwiązanie jest bardzo proste.
Zastosowano je w latach 1997-2001 w Elektrociepłownia Żerań, która dysponuje mocą cieplną 1580 MW i elektryczną 386 MW. Jest zlokalizowana przy ul. Modlińskiej 15, w Warszawie, na Żeraniu.

Elektrociepłownia Żerań **wybudowana w latach1951-1954** została poddana gruntownej modernizacji w latach 1997-2001 (co obserwowałem przejeżdżając obok 2x dziennie), kiedy to uruchomiono dwa ekologiczne kotły fluidalne, zwiększające efektywność produkcji i redukujące emisję pyłu, tlenków siarki i azotu, bez konieczności budowy instalacji zewnętrznych.

Problem wyeksploatowanych polskich elektrowni węglowych należy rozwiązywać sukcesywnie poprzez modernizacje mającą na celu zwiększające efektywność produkcji i redukujące emisję pyłu, tlenków siarki i azotu - z pominięciem konkluzji BAT mających unicztożyć polską energetykę - tak jak to zrobiono w Elektrociepłownia Żerań w latach 1997-2001 (i innych) a do konkluzji BAT należy odnieść się tak, jak odniósł się główny bohater, w stosunku do przekazanych mu kopii dokumentów, w filmie Grzegorza Brauna pt. „TW Bolek".

Mój profesor z Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej, prof. dr hab. Stefan Bernas (żołnierz podziemia pod dowództwem majora Jana Piwnika „Ponurego", powstaniec warszawski), Dyrektor Instytutu Elektroenergetyki (1973-1977), Kierownik Zakład Sieci I Systemów Elektroenergetycznych (1970-1983) na wykładzie w A.D. 1982 przedstawił informacje, że Niemcy zbudowali pierwszą elektrownię na parametrach nadkrytycznych. Była ona jednak tak zaawansowana technologicznie a do tego droga, że nie było możliwości budowy takiego odpowiednika w PRL jak dodał. **Od tego czasu jednak wiele się zmieniło**. Sytuacja bardzo się zmieniła. W Polsce już od kilku lat działają takie bloki typu „600" i nic nie stoi na przeszkodzie, żeby pozostałą z czasów PRL energetykę cieplną przestawić w modernizacji na tzw. parametry „600". Co do ceny, to też postęp naukowo-technologiczny zrobił swoje i dzisiaj bloki nadkrytyczne są budowane w Polsce w cenie nakładu inwestycyjnego równego **6,12 zł/W** (złotego na Wat mocy zainstalowanej).
Wg opracowania „**Analiza pracy bloku nadkrytycznego 900 MWe współpracującego z obiegiem ORC**" Archiwum Energetyki tom XLII(2012), nr 2, 165–174 autorstwa Paweł Ziółkowski (Instytut Maszyn Przepływowych PAN Zakład Konwersji Energii Gdańsk) i Dariusz Mikielewicz (Politechnika Gdańska Katedra Energetyki i Aparatury Przemysłowej) sprawność wytwarzania energii elektrycznej brutto „600" (dla węgla kamiennego) η_{elB} **= 49,10 %.** Co z tego wynika?

Ano zobaczmy. Za punkt odniesienia niech posłuży nam - znienawidzony przez wszelkich eko-wariatów – nowoczesny blok o parametrach nadkrytycznych. Weźmy dwa takie najnowsze, supernowoczesne, nadkrytyczne bloki węglowe w Kozienicach i Bełchatowie.
Dla tych dwóch inwestycji pracujących na parametrach nadkrytycznych 600-620°C mamy następujące dane:

- blok węglowy w Kozienicach o mocy P_{inst} = 1075 MW zbudowano w 2017 roku za 6,4 mld zł, co odpowiada nakładom inwestycyjnym = 5,95 zł/W mocy zainstalowanej.
- blok węglowy w Bełchatowie o mocy P_{inst} = 858 MW zbudowano w 2011 roku za 5,4 mld zł, co odpowiada nakładom inwestycyjnym = 6,28 zł/W mocy zainstalowanej.

Średni - dla tych dwóch supernowoczesnych, nowych, na parametrach nadkrytycznych 600-620°C bloków węglowych, nakład inwestycyjny jest równy **6,12 zł/W** (złotego na Wat mocy zainstalowanej).

Wg założeń projektowych z czasów PRL czas pracy bloków to ponad 30 lat pracy na poziomie 87 % pracy rocznie. W praktyce okazało się, że jest znacznie lepiej. Faktyczny czas pracy bloków węglowych w Polsce jest znacznie dłuższy. **Czas eksploatacji jest nawet o 50% dłuższy od założeń projektowych i obecni w wielu blokach węglowych elektrowni z czasów PRL przewyższa 350 tysięcy godzin czyli 40 lat ciągłej pracy**, o czym świadczą ciągle pracujące, stare, PRL-owskie elektrownie węglowe w tym 56 bloków podkrytycznych klasy 200 MW o sprawności 32 - 33 % (**średnio 32,5 %**).

Co nam daje sprawności brutto wytwarzania energii elektrycznej na poziomie **49,10** % i czemu jest to takie ważne?
Policzmy:

- do modernizacji: 56 bloków x 200 MW = **11 200 MW**
- wzrost sprawności nowych bloków: 49,1-32,5 = **16,6 %**
- przyrost sprawności po modernizacji: 16,6 % / 32,5 % = **0,51 %**

Rządzący ewidentnie popadli w jakiś obłęd - co wykażę w prostym rozumowaniu. Już dziś chcą przekupić górników 60 000 000 000 zł, **żeby podciąć fundament całej polskiej energetyki poprzez odcięcie jej zasilania w paliwo**. Chcą również zniszczyć życie całego regionu śląskiego, w którym z węgla żyje bezpośrednio nawet do 83 tys. górników (2019 r.) nie mówiąc o ich rodzinach i całym dalszym łańcuch powiązań. (koszty transformacji rząd oszacował na 280 mld zł, z czego 60 mld zł miałoby trafić na transformację regionów pogórniczych, z czego najwięcej na Górny Śląsk.)
Za te 60 mld zł można zmodernizować sukcesywnie stare i wysłużone PRL-owskie 11 200 MW w supernowoczesne bloki węglowe o sprawności 49,1 %, które przez kolejne 40 - 50 .. i więcej lat będą produkować niezbędną do życia Polakom energię elektryczną. 40 – 50 lat to dwa pokolenia życia Narodu.
I najważniejsze: nowy blok o parametrach nadkrytycznych to przyrost sprawności aż o 51 % w stosunku do starych PRL-oskich bloków 200 MW. Co to znaczy? **To przyrost o 51 % produkcji energii elektrycznej z tej samej ilości węgla**.
W jednostkach mocy, to darmowy przyrost o **11 200 MW x 51 % = 5 712 MW!**
Jest to więc darmowy przyrost odpowiadający, przygotowywanej od lat, budowy elektrowni atomowej w Polsce o mocy 6 000 MW. (źródło: https://oko.press/115-roku-pogoni-z-polska-elektrownia-atomowa-wydano-700-mln-zl-a-dystans-wciaz-ten-sam/).
Wystarczy więc zmodernizować 56 PRL-owskich bloków a „Atomówka" pojawi się za darmo (matoły).

Warto też podkreślić, że z raportu Najwyższej Izby Kontroli wynika, iż Polska na nieistniejącą elektrownię wydała już ponad 700 mln zł, przy czym jak na razie z tych wydatków kompletnie nic nie wynika. Nawet lokalizacji brak.
Koniec. Kropka.

16.11. O kopalniach

Dla przykładu niech posłuży sprywatyzowana kopalnia pod nazwą Lubelski Węgiel Bogdanka S.A.
W 2009 roku zysk netto tej kopalni wyniósł 190,84 mln PLN przy wydobyciu 5,6 mln ton węgla. W 2014 roku natomiast zysk netto kopalni osiągnął poziom 272,35 mln PLN przy wydobyciu 9,2 mln ton węgla. Bogdanka jest obecnie najbardziej dochodową kopalnią węgla kamiennego w Polsce. W pierwszym kwartale 2015 r. sytuacja rynkowa Lubelskiego Węgla pogorszyła się (od autora opracowania: w wyniku walki z klimatem?) – sprzedaż węgla spadła o 12,5%, jego wydobycie – o 11%, a zysk netto – o 47,8%, co spowodowało konieczność przyjęcia planów ograniczenia zatrudnienia i inwestycji.

Rok obrachunkowy	**2020(H*)**	**2019**	**2018**	**2017**	**2016**
Przychody ze sprzedaży	1 908,536	2 157,861	1 756,671	1 780,321	1 786,265
Zysk (strata) ze sprzedaży	183,29	358,415	28,212	846,142	230,811
Zysk operacyjny (EBIT)	183,315	375,222	62,027	847,27	237,007
Zysk (strata) z działalności gospodarczej	182,509	378,576	64,92	828,761	223,645
Zysk netto	147,492	308,746	53,796	667,925	181,992
Rok obrachunkowy	**2015**	**2014**	**2013**	**2012**	**2011**
Przychody ze sprzedaży	1 885,371	2 013,568	1 899,83	1 835,801	1 301,349
Zysk (strata) ze sprzedaży	**-321,97**	379,575	455,799	395,4	265,632
Zysk operacyjny (EBIT)	**-326,221**	362,315	424,803	389,217	265,739
Zysk (strata) z działalności gospodarczej	**-343,049**	345,854	413,729	382,071	271,981
Zysk netto	**-279,626**	272,352	329,728	309,016	221,246
Rok obrachunkowy	**2010**	**2009**	**2008**	**2007**	**2006**
Przychody ze sprzedaży	1 230,447	1 118,393	1 033,275	862,53	836,88
Zysk (strata) ze sprzedaży	303,582	249,527	211,809	124,03	127,84
Zysk operacyjny (EBIT)	276,472	226,71	203,457	121,35	128,76
Zysk (strata) z działalności gospodarczej	288,229	237,835	201,907	122,14	133,14
Zysk netto	230,122	190,842	155,791	94,301	105,74

Tab. 16.16. Wyniki finansowe w mln. zł GK LW Bogdanka S.A. w latach 2006 - 2020 przedstawia powyższa tabela.
H* - Suma z 12. miesięcy poprzedzających raport.

W czym jest problem na naszym ukochanym Śląsku? W głębokości zalegania węgla – jak głosi propaganda?
Kopalnia Bogdanka S.A. posiada koncesje na eksploatację trzech złóż węgla: Bogdanka, K-3 i Ostrów.
Głębokość eksploatacji od 860 do 1100 m. W czym jest problem, żeby śląskie kopalnie przynosiły setki miliardów zł zysku?

Odpowiedź jest prosta: problem tkwi w ideologii rządzących. Typowo komunistycznej. Która jest daleka od wolnej gospodarki – gospodarki wolnych ludzi - opartej na wolnym rynku i wolnej ich woli do dowolnych działań.

Wielkość zasobu krajowego (do natychmiastowej eksploatacji) oraz zasoby potencjalne (do eksploatacji po inwestycji w kopalnię) zamieszczono w poniższej tabeli.
Jako bieżąco dostępne (bez dodatkowych nakładów inwestycyjnych w nowe kopalnie lub technologie wydobycia) krajowe wielkości zasobów zdefiniowano zasoby przemysłowe określone na podstawie raportu przygotowanego przez Państwowy Instytut Geologiczny — Państwowy Instytut Badawczy na zlecenie Ministra Środowiska.

W Polsce zasoby węgla brunatnego są bardzo znaczne i według zaktualizowanych danych (PIWOCKI et al. 2004) wynoszą 29 814,7 mln Mg, w tym w złożach udokumentowanych (zasoby udokumentowane w kategoriach A + B + C1 + C2) - 13 851,2 mln Mg, a w złożach rozpoznanych wstępnie (zasoby szacunkowe w kategorii D) – 15 963,5 mln Mg.

W ciekawym opracowaniu „**WĘGIEL KAMIENNY ENERGETYCZNY PERSPEKTYWY ROZWOJU W OEWIETLE PRIORYTETÓW OERODOWISKOWYCH**”, autor dr hab. inż. Lidia Gawlik, IGSMiE PAN Kraków, maj 2011 czytamy:

„Bloki parowe na parametry nadkrytyczne są aktualnie jedyną w pełni komercyjną technologią wytwarzania energii elektrycznej z węgla, charakteryzującą się wysoką sprawnością [70]. Postęp w zakresie inżynierii materiałowej pozwolił na uzyskiwanie parametrów pary umożliwiających budowę bloków na parametry podkrytyczne 17 MPa/560_C, parametry nadkrytyczne 24,5 MPa/590_C.

W Polsce bloki na parametry nadkrytyczne wybudowano ostatnio w elektrowniach na węgiel brunatny (Elektrownia Pątnów i Elektrownia Bełchatów). Osiągają one sprawność około 44%. Blok na parametry nadkrytyczne oddany do użytku w 2008 r. w elektrowni Łagisza (węgiel kamienny) o mocy 460 MW osiąga sprawność brutto około 45,5%. Najwyższą sprawność (brutto – 47,75%; netto – 45,5%)
uzyskano w elektrowni Niederaussem (Niemcy) dla bloku o mocy 1 012 MW opalanego węglem brunatnym.

Zważywszy na to, że typowa elektrownia cieplna na węgiel kamienny o sprawności wytwarzania 35% emituje 843 g CO2 na 1 kWh wytworzonej energii elektrycznej, wprowadzenie nowoczesnego, zaawansowanego bloku na parametry nadkrytyczne ASC (Advanced Super Critical) o sprawności rzędu 46% powoduje emisjê 720 g CO2/kWh. Modernizacja energetyki daje wiêc redukcjê emisji o około 24% [53].

***Wciąż jednak następuje dokumentacja nowych zasobów węgla. W ogólnym stanie zasobów geologicznych w 2009 roku w porównaniu do roku poprzedniego nastąpił przyrost o 652 mln Mg, wynikający z udokumentowania nowych złóż.**"*

Tabela 18. Główne kierunki sprzedaży węgla energetycznego i uzyskiwane ceny sprzedaży w 2008 r.
Table 18. Main directions of domestic sales of steam coal and prices achieved in 2008

Kierunek sprzedaży	Ilość / Quantity / 10^6 Mg	Cena / Price / zl/Mg	Direction of sale
Sprzedaż krajowa	64,74	205,84	Domestic sales
Energetyka zawodowa	42,17	176,23	Power sector
Energetyka przemysłowa	1,33	210,07	Industrial power plants
Ciepłownie przemysłowe i komunalne	4,32	205,42	Industrial and municipal heat plants
Inni odbiorcy przemysłowi	0,81	246,48	Other industrial consumers
Pozostali odbiorcy krajowi	16,11	281,10	Others

Źródło: [32]
Source: [32]

„Najistotniejsze zjawiska dotyczące warunków funkcjonowania spółek węglowych pochodzą z rynku. A na nim obserwuje się spadek zapotrzebowania na węgiel w kraju i u tradycyjnych odbiorców zagranicznych, w tym spadek zapotrzebowania ze strony energetyki zawodowej. Zahamowanie wzrostu zapotrzebowania spotęgowane zostało wzrostem importu węgla z zagranicy. W tych warunkach obniżyła się wielkość wydobycia węgla i wzrosły koszty. Średnie jednostkowe koszty sprzedanego węgla wyniosły w 2010 r. 270,20 zł/Mg i były o 1% wyższe niż w roku 2009 i o 18% wyższe niż w 2008. Wzrost kosztów tylko częściowo został zrekompensowany wzrostem cen
węgla. Średnia cena sprzedaży węgla w 2010 roku to 298,39 zł/Mg była o 13,7% wyższa od uzyskanej w 2008 roku. Wyniki finansowe górnictwa węgla kamiennego w 2008 i 2010 były dodatnie, ale w 2009 roku grupa omawianych spółek poniosła niewielką stratę.

W Polsce ponad 90% energii elektrycznej produkuje się z węgla. Udział pozostałych nośników jest niewielki. Pod tym względem Polska wyróżnia się na tle innych krajów Unii, gdzie do produkcji energii elektrycznej używa się różne pierwotne nośniki energii (tab. 24). Jedynie we Francji produkcja energii elektrycznej jest słabo zdywersyfikowana, gdyż ponad 77% tej energii wytwarza się w elektrowniach jądrowych."
(koniec cyt. z opracowania autor dr hab. inż. Lidia Gawlik)

Zużycie węgla kamiennego w elektroenergetyce zawodowej w 2019 roku wyniosło niespełna 36,1 mln ton i było o ponad 7 proc. niższe niż rok wcześniej – wynika z danych Agencji Rynku Energii przeanalizowanych przez portal WysokieNapiecie.pl.
Zasoby tego surowca zapewniają utrzymanie obecnego poziomu wydobycia przez 500 lat – patrz **Tab. 16.17. Tab. 16.18.**

Złoża węgla brunatnego najkorzystniejsze do zagospodarowania
(według: KASIŃSKI *et al.* 2006)

Lp.	Nazwa złoża	Rejon	Powierzchnia km²	Zasoby bilansowe mln Mg	Średnia miąższość węgla m	Nadkład: węgiel
1	2	3	4	5	6	7
1	Gubin	Zachodni	73,00	1 050,8	20,0	5,3
2	Rogóźno	Łódzki	18,79	772,8	35,6	6,5
3	Radomierzyce	Zachodni	22,32	503,7	18,0	4,3
4	Gubin-Brody	Zachodni	109,74	1 934,3	18,8	7,2
5	Legnica Zachód	Legnicki	37,33	863,6	21,0	6,6
6	Złoczew	Bełchatowski	8,75	485,6	46,2	4,5
7	Rzepin	Zachodni	20,36	249,5	12,2	7,9
8	Nakło	Północno-zachodni	11,70	254,1	19,5	6,6
10	Trzcianka	Północno-zachodni	91,61	610,2	4,6	9,0
11	Legnica Wschód	Legnicki	38,14	839,3	18,1	7,6
12	Piaski	Koniński	22,57	103,6	6,1	7,3
13	Szamotuły	Wielkopolski	32,00	829,4	21,6	7,2
14	Głowaczów	Radomski	12,87	76,3	4,8	6,5

Złoża pokazane w tabeli powinny podlegać bezwzględnej ochronie, celem ułatwienia ich późniejszego zagospodarowania.

Tab. 16.17. Złoża węgla brunatnego najkorzystniejsze do zagospodarowania (według: Jacek Robert Kasiński, Państwowy Instytut Geologiczny, „Zasoby węgla brunatnego w Polsce - stan rozpoznania i podstawowe problemy")

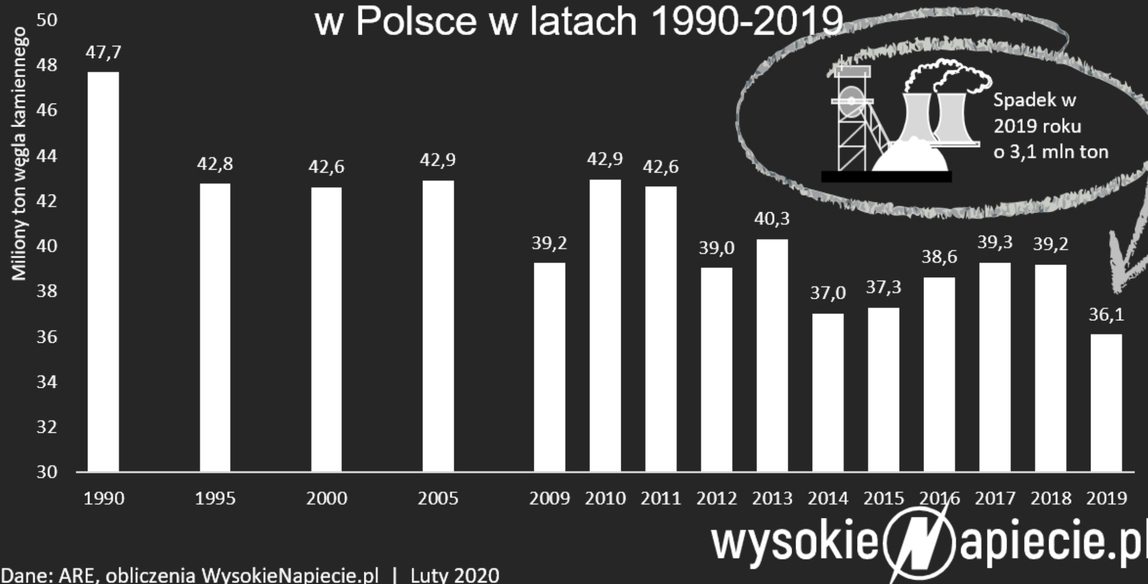
TABELA 1. Udokumentowane zasoby węgla kamiennego w Polsce [mln Mg]

TABLE 1. Proven reserves of coal in Poland [mln Mg]

Zagłębie węglowe	Stan na 31.12.1990		Stan na 31.12.2006	
	zasoby bilansowe	zasoby przemysłowe	zasoby bilansowe	zasoby przemysłowe
Górnośląskie				
ogółem	57 164	16 568	32 756	4 742
w tym złoża zagospodarowane	29 192	16 168	14 765	4 742
Dolnośląskie				
ogółem	457	248	–	–
w tym złoża zagospodarowane	385	248	–	–
Lubelskie				
ogółem	7 889	476	9 240	315
w tym złoża zagospodarowane	485	194	585	315
Razem zagłębia węglowe				
ogółem	65 510	17 292	41 996	5 058
w tym złoża zagospodarowane	30 062	16 610	15 350	5 058

Źródło: Bilans Zasobów Kopalin …

Tab. 16.18. Udokumentowane zasoby węgla kamiennego w Polsce [mln Mg] (według: Eugeniusz J. SOBCZYK „POLITYKA ENERGETYCZNA" Tom 11, Zeszyt 1, 2008)



Rys. 16.11. Zużycie węgla kamiennego w elektroenergetyce zawodowej w latach 1990 – 2019. Spadek zużycia w 2019 o **7,9 %**spowodowany mniejszym zużyciem o - 3,9 % w stosunku do roku 2018 i uruchomieniem kilku super sprawnych (**48,9 % / 45,6 %** sprawności brutto/netto) nowych bloków na parametry nadkrytyczne - jak Kozienice 1075 MW - 2017, Bełchatów o mocy 858 MW - 2011, Opole 2x 900 MW - 31 maj 2019. **Gdyby zastąpić pozostałe wyeksploatowane bloki z czasów pierwszej żydokomuny to zapewne wystarczyłoby ok. 22- 25 mln. ton węgla do wyprodukowania tej samej ilości energii** wszak ich sprawność to tylko około 30 %. **Takie są korzyści z budowy nowych, o parametrach nadkrytycznych, bloków węglowych: znaczna redukcja ilości paliwa!**
(Produkcja ogółem w roku 2018 = 165 214 [GWh] a w 2019 = 158 767 [GWh]) czyli - 3,9 %).

	Czas budowy (w latach)	**Koszt kapitałowy budowy nowej kopalni** (w zł / t)
Węgiel kamienny	8	25
Węgiel brunatny	15	7,1

Tab. 16.19. Koszt oraz czas przygotowania inwestycji i budowy nowych kopalń przyjęty na potrzeby modelu. (za „Model optymalnego miksu energetycznego dla Polski do roku 2060" - wyniki prac analitycznych przeprowadzonych w Departamencie Analiz Strategicznych KPRM, Warszawa, 2 lutego 2015)

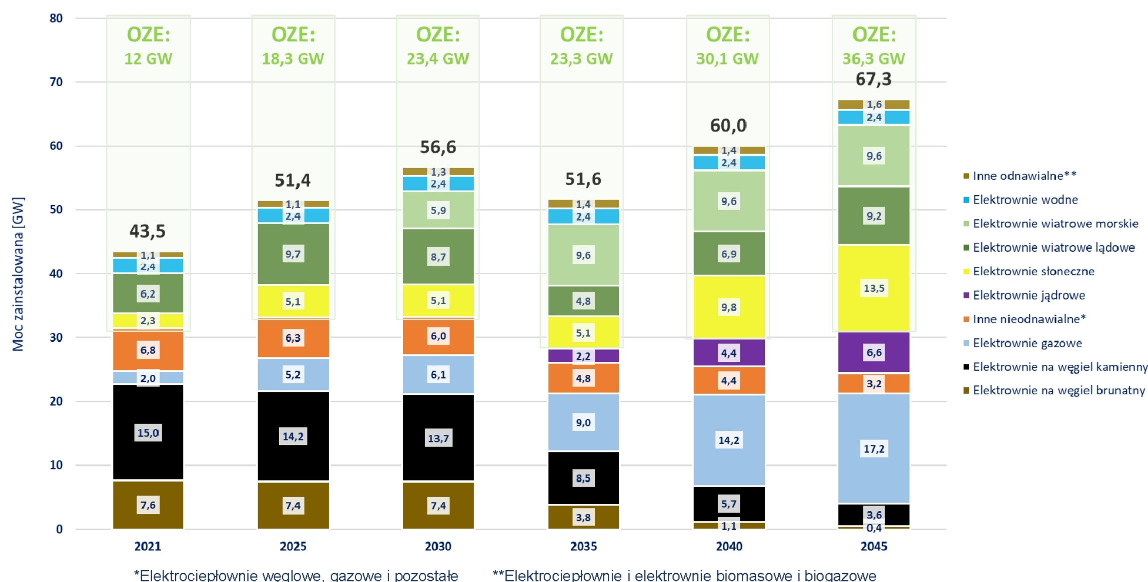
I jeszcze nieproszona rada dla panów Braci Górników:
Jak rząd chce Wam zamknąć kopalnie, to Wy - w ramach wzajemności - zamknijcie mu ministerstwa, poczynając od Ministerstwa Klimatu, które jest potrzebne Polakom jak k... majtki.

Powtórzmy, bo to jest niezmiernie ważne. Największy i nieusuwalny problem z elektrowniami wiatrowymi i fotowoltaicznymi jest taki, że w wyniku ich pracy powstaje dodatkowy, gigantyczny koszt, który wynika stąd, że elektrownie wiatrowe pracują w sposób przerywany i muszą być rezerwowane z innego źródła.
W przypadku elektrowni wiatrowych rezerwowanie musi być nie mniejsze niż 95 %. Wadą ich jest bowiem to, że produkcja przez nie energii to proces stochastyczny, czyli tzw. funkcja losowa. Aby skompensować wahania siły wiatru, trzeba zbudować dodatkowo elektrownie – najlepiej wodne – pozwalające na szybkie reagowanie na wahania mocy wiatraków a ich moc powinna wynosić powyżej 90 – 95 % mocy zainstalowanej wiatraków. Jeśli zaś – jak w Polsce – nie ma warunków do budowy hydroelektrowni, to trzeba budować elektrownie gazowe (bo węglowe nie nadążają z regulacją mocy za zmianami prędkości wiatru dostatecznie szybko) i importować dla nich gaz...
W przypadku elektrowni fotowoltaicznych rezerwowanie musi być równe 100 % (czego nie trzeba tłumaczyć) więc można by rzec – co to za interes to całe OZE i dla kogo? Ano interes, ale tylko dla nielicznych. Interes oparty na zasadzie „cały naród buduje OZE" a bogacą się „Stare Kiejkuty" jak to mawia pan Stanisław Michalkiewicz o bezpieczniackim pomiocie. Nazywa się on subsydia. Subsydia dla energetyki wiatrowej to:

- dopłata 240 zł/MWh w ramach zielonego certyfikatu, co przy cenie energii z elektrowni systemowych około 170 zł/MWh daje łączną cenę 410 zł/MWh,
- szczególnie korzystne warunki sprzedaży wytworzonej energii, zgodnie z którymi system energetyczny musi odebrać każdą ilość energii wytwarzanej przez wiatrak,
- brak odpowiedzialności wobec odbiorców za niedostarczanie energii gdy nie wieje wiatr – o rezerwy musi troszczyć się system energetyczny. System musi pokrywać też wszelkie koszty budowy elektrowni rezerwowych i ich pracy na biegu jałowym,
- zasiłki finansowe na budową wiatraków, które w 2009 r. polegają na niskooprocentowanym kredycie (6 proc.), udzielanym przez NFOŚiGW na 15 lat, który może być częściowo umorzony (do 50 proc.).

Korzyści dla deweloperów są tak wielkie, że do kwietnia 2009 r. złożyli oni wnioski o przyłączenie do sieci wiatraków o łącznej mocy 50 000 MW, a we wrześniu liczba ta wzrosła to 76 000 MW. Mimo wysokich kosztów inwestycyjnych system dopłat wprowadzony w Polsce jest tak korzystny dla deweloperów wiatraków, że nawet bez dotacji na inwestycję okres zwrotu analizowanej inwestycji to 8 lat od momentu zakończenia inwestycji. (wg "ASPEKTY EKONOMICZNE ROZWOJU ENERGETYKI JĄDROWEJ", autor: Andrzej Strupczewski, Instytut Energii Atomowej POLATOM)

Jak groźna jest sytuacja w polskiej energetyce, to najlepiej widać poniżej na rysunku przedstawiającym strukturę mocy zainstalowanej w KSE w latach 2021-2045 „Miks energetyczny według Programu polskiej energetyki jądrowej (Scenariusz II – Wariant strategiczny, model kosztu całkowitego) **przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 9 października 2020 r.**”



Rys. 16.12. Strukturę mocy zainstalowanej w KSE w latach 2021-2045 - Miks energetyczny według Programu polskiej energetyki jądrowej (Scenariusz II – Wariant strategiczny, model kosztu całkowitego) **przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 9 października 2020 r.** źródło: https://www.pse.pl/documents/20182/336353833/PSE-Eryk_Klossowski-Rynek_i_system_elektroenergetyczny_2030.pdf

Patrząc na ten rysunek - nie można uwierzyć - jakim trzeba być skończonym durniem, żeby chcieć zbudować w A.D. 2045 18,8 MW elektrowni wiatrowych morskich i lądowych oraz 13,5 MW elektrowni słonecznych, co stanowi razem 32,3 MW mocy zainstalowanej, która musi być rezerwowana - jak wspomniano powyżej - w 95 % i 100 % a więc rezerwowane ,mocą:
18,8 MW x 0,95 + 13,5 MW x 1,00 = 31,36 MW
a jednocześnie zniszczyć istniejące elektrownie węglowe schodząc z mocy w węglu kamiennym i brunatnym z mocy:
15,0 MW + 7,6 MW = 12,6 MW
do mocy szczątkowej **3,6 MW + 0,4 MW = 4,0 MW**. w A.D. 2045.
Patrząc na ten Rys. 16.12. nie można wprost uwierzyć jakim trzeba być durniem, żeby chcieć zbudować do A.D. 2045 **17,2 MW elektrowni gazowych i 6,6 MW elektrowni jądrowych do wspomnianej 100 % rezerwacji 32,3 MW mocy w elektrowniach wiatrowych morskich i lądowych oraz elektrowniach słonecznych**.

Ile ten Wariant strategiczny, model kosztu całkowitego) **przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 9 października 2020 r. będzie kosztował w przeliczeniu na elektrownie węglowe? Odpowiedź – w świetle wcześniejszych dowodów - jest trywialna:**
elektrownie wiatrowe: **18 800 000 000 W x 6,00 [zł / W] = 112 800 000 000 zł**
elektrownie słoneczne: **13 500 000 000 W x 6,00 [zł / W] = 81 000 000 000 zł**
elektrownie gazowe: **17 000 000 000 W x 6,00 [zł / W] = 103 200 000 000 zł**
suma: **112 800 000 zł+81 000 000 zł+103 200 000 zł = 297 000 000 000 zł (dwieście dziewięćdziesiąt siedem miliardów ... zł).** Tak nawiasem to za tę gigantyczne pieniądze można by wybudować **49 500 MW nowej mocy zainstalowanej w elektrowniach węglowych. To prawie 2 x tyle ile jest ich obecnie! i to jest miara tego szaleństwa.**

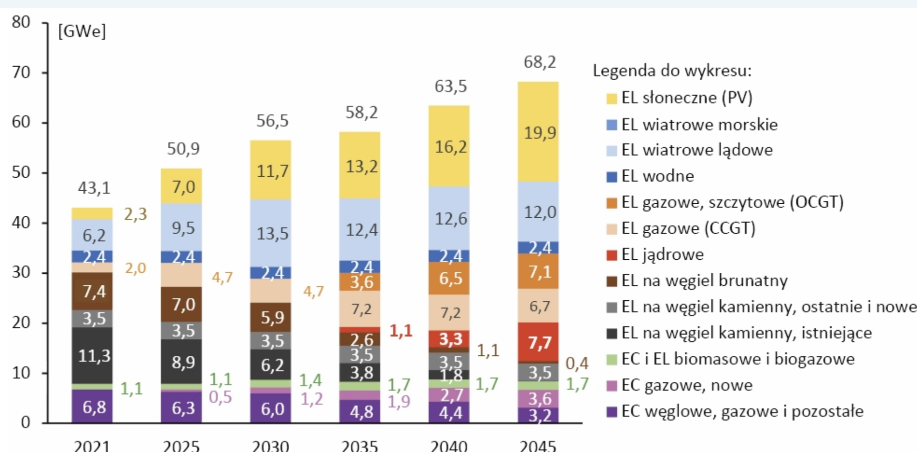
To jest wprost niewiarygodne, ale ma to jeszcze w sobie ukryty szkopuł. Ten szkopuł to jest właśnie 100 % rezerwacja 31,36 MW elektrowni wiatrowych i słonecznych w roku 2045 na bazie gazu kupowanego za granicą (USA?!) oraz energią atomową na bazie uranu również z importu (USA?!). Tak wygląda działanie w imię chorej komunistycznej ideologii, zwanej „Zielony Ład”. Zniszczyć to co jest dobre i oparte na posiadanym swoim węglu a wybudować za bilion trzysta osiemdziesiąt dwa miliardy „techniki” która będzie musiała być wymieniana co 20 lat (patrz na rys. 16.12. rok 2035 gdzie będą już wymieniane obecnie istniejące wiatraki i panele słoneczne).

Moja Babcia o kimś takim, kto prowadzi taką gospodarkę, mówiła „GŁOWA RADZIECKA”.

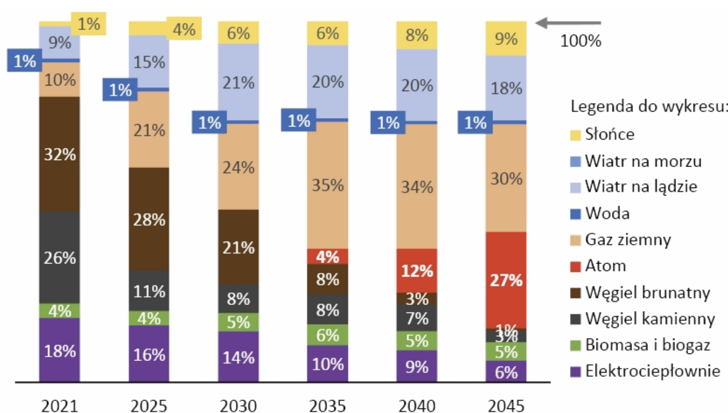
16.12. O najnowszym dokumencie rządowym „Program polskiej energetyki jądrowej"

Dnia 16 października 2020 r. w MONITORZE POLSKIM, DZIENNIK URZĘDOWY RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ Poz. 946 została opublikowana UCHWAŁA RADY MINISTRÓW NR 141 z dnia 2 października 2020 r. w sprawie „aktualizacji programu wieloletniego" pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej" a w nim 4 scenariusze które spróbujemy omówić.
Zamieszczam na czterech kolejnych stronach Opracowania, 4 kolejne cytaty z rządowej „aktualizacji programu wieloletniego" pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej" wraz z rysunkami do których się odnoszą a za nimi moje krótkie komentarze.
„Założeniem obligatoryjnym każdego scenariusza jest wypełnienie sektorowego celu OZE dla elektroenergetyki w roku 2030, wynoszącego 33,32% udziału OZE w produkcji energii elektrycznej netto." czyli - żeby skały srały, ale 1/3 ma być z OZE. **Takie to jest myślenie prostego, nie skażonego żadną sensowną i praktyczną wiedza umysłu. 1/3 ma być z OZE.**

*„3.1. **Scenariusz I - Wolna optymalizacja**, model kosztu całkowitego (Monitor Polski – strona 40 i 43 – Poz. 946) (- struktura mocy wytwórczych zdefiniowana drogą optymalizacji ekonomicznej KSE, z uwzględnieniem kosztów systemowych i środowiskowych, scenariusz utworzony w celu znalezienia najbardziej efektywnej kosztowo struktury wytwórczej KSE oraz zweryfikowania zasadności rozwoju elektrowni jądrowych w Polsce (sprawdzenie czy optymalizator podejmie samodzielną decyzję o rozwoju EJ);)*
*W scenariuszu wolnej optymalizacji (S.I) **pierwszy blok EJ powstaje w 2035 r.** Kolejne bloki przyłączane są średnio co 2 lata rozbudowując bazę wytwórcze do 7 bloków **EJ w 2045 r, o łącznej mocy 7,7 GWe**. Wydłużona perspektywa modelu wskazuje, że **do 2050 roku powstaje finalnie 9 reaktorów jądrowych o łącznej mocy 9,9 GWe**. Udział EJ w produkcji energii elektrycznej w 2035 r. wynosi 4%, w 2040 r. 12% i zwiększa się do 27% w 2045 r., **oraz 32% w 2050 r.** Utrzymanie stabilnej podstawy ogranicza w stosunku do pozostałych scenariuszy rozwój el. gazowo-parowych (CCGT) -dodatkowe 5,2 GWe względem 2020 r. **Gazowe źródła szczytowe (OCGT) są budowane ze względu na potrzeby bilansowe systemu - łącznie 7,1 GWe w 2045 r.** Ze względu na wysokie nakłady inwestycyjne i uwzględniane przez model koszty systemowe, pierwsza morska farma wiatrowa powstaje w 2046 r. (poza podstawową perspektywą modelu). Lądowe farmy wiatrowe rozwijają się dynamicznie do poziomu 12-13 GWe mocy zainstalowanej, natomiast fotowoltaika do poziomu 20 GWe. **Kolejne inwestycje w te technologie ograniczają rosnące koszty systemowe, przewyższające korzyści ekonomiczne dla systemu wynikające z szacowanego spadku kosztu technologii.**"* (autor: **co znaczy to zdanie to naprawdę nie wiem**)



Rysunek 2. Modelowa struktura mocy zainstalowanej w KSE na lata 2021-2045 [GW]; Scenariusz I – Wolna optymalizacja



Rysunek 3. Udział źródeł w strukturze wytwarzania energii elektrycznej [%]; Scenariusz I – Wolna optymalizacja

Rys. 16.13. Scenariusz I - Wolna optymalizacja

- Produkcja e.e. z EW równa: 32 % + 26 % = 58 % **jest likwidowana do** 3 % + 1 % = **4 %** i jest zastępowana produkcją z EJ i EG równą: 27 % + 30 % = 57 % **gdzie zarówno gaz jak i uran muszą być z importu**. Głowa radziecka jak widać.
- EPV o gigantycznej mocy 19 900 MW zgodnie z regułą 2,5 [ha] /1 [MW] **zajmą 497,5 km2 a więc prawie obszar Warszawy z przyległościami,** który zajmuje **517,24 km^2**. Ten obszar zostanie zabetonowany fundamentami pod konstrukcje paneli **tylko na 20 lat eksploatacji!** a później ... wymiana na nowe panele. Znowu widać - głowa radziecka.
- EWL o wielkiej mocy 12 000 MW zgodnie z „regułą 10-H" zajmą 108 000 km^2 a więc 1/3 terytorium Polski. Zabetonowany pod fundamenty teren – **na 20 lat eksploatacji!** – to **120 km2, teren pól uprawnych i innej ziemi zniszczonej na wieki**.

Sprawdźmy Scenariusz I od strony elektrycznej, w zakresie poprawności wielkości mocy zainstalowanej.
Opieramy się na danych z 2. Rozdziału tego Opracowania, gdzie uzyskano jakże ważne dane odnośnie wydajności średniorocznej poszczególnych typów źródeł energii i wykazano, że:
- blok węglowy jest więc **3,74 razy bardziej wydajny niż źródła wiatrowe**
- blok węglowy jest więc **10,59 razy bardziej wydajny niż źródła fotowoltaiczne**

Blok węglowy, fotowoltaika i wiatraki **kosztują niemal identycznie, jeśli chodzi o koszt 1 [W] mocy zainstalowanej, tj. 6,00 [zł/W].** W efekcie tego, blok węglowy jest tyle samo razy tańszy inwestycyjnie od elektrowni wiatrowych (3,74 razy) i fotowoltaicznych (10,59 razy). Przeliczmy i sprawdźmy pod tym kątem Scenariusz I:

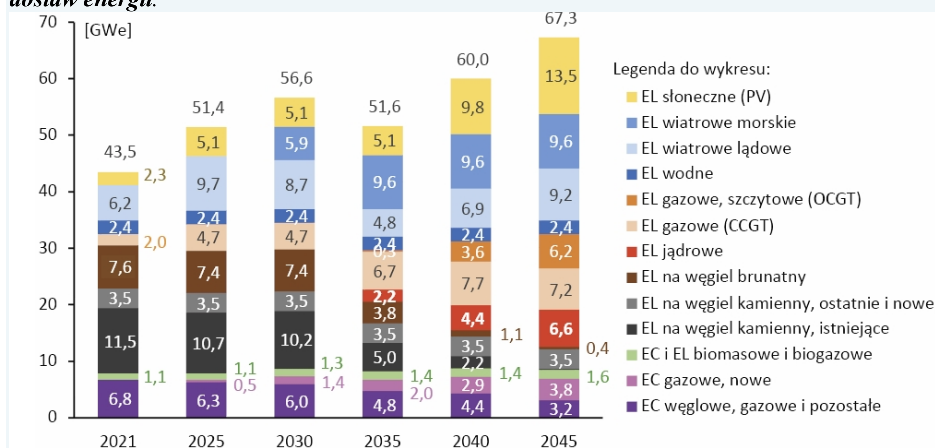
	Rok 2045 **Legenda do wykresu z Rysunek 2 – Scenariusz I**	**Moc zainstalowana z Rysunek 2 w kolumnie dla roku 2045 w [GW]**	**Krotność dla wydajności średniorocznej odniesiona do bloku węglowego**	**Generacja źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych w przeliczeniu na moc ciągłą średnioroczną w [GW]**	**Faktyczna moc zainstalowana z Rysunek 2 w [GW]**	
1	EL słoneczne (PV)	**19,9**	10,59	1,8791	**1,8791**	x
2	EL wiatrowe morskie					x
3	EL wiatrowe lądowe	**12,0**	3,74	3,2086	**3,2086**	x
4	EL wodne	2,4			2,4	2,4
5	EL gazowe, szczytowe (OCGT)	7,1			7,1	7,1
6	EL gazowe (CCGT)	6,7			6,7	6,7
7	EL jądrowe	7,7			7,7	7,7
8	EL na węgiel brunatny	0,4			0,4	0,4
9	EL na węgiel kamienny, ostatnie i nowe	3,5			3,5	3,5
10	EL na węgiel kamienny, istniejące					
11	EC i EL biomasowe i biogazowe	1,7			1,7	1,7
12	EC gazowe, nowe	3,6			3,6	3,6
13	EC węglowe, gazowe i pozostałe	3,2			3,2	3,2
	Rok 2045 - suma pozycji 1 – 13:	**68,2**			**41,4**	**36,3**
	Rok 2021 (analogiczna korekta PV i wiatrowych w przeliczeniu na moc ciągłą średnioroczną w [GW])					
1	EL słoneczne (PV)	**2,3**	10,59	0,2172	**0,2172**	x
3	EL wiatrowe lądowe	**6,2**	3,74	1,6578	**1,6578**	x
	Rok 2021 - suma pozycji 1 – 13:	**43,1**			**36,5**	**34,6**

Tab. 16.20. Zawiera dane z ostatniej kolumny dla roku 2045 z powyższego Rysunku 2. Dane zostały skorygowane w pozycjach EL słoneczne (PV) i EL wiatrowe lądowe do ich osiągalnej mocy ciągłej średniorocznej w [GW].

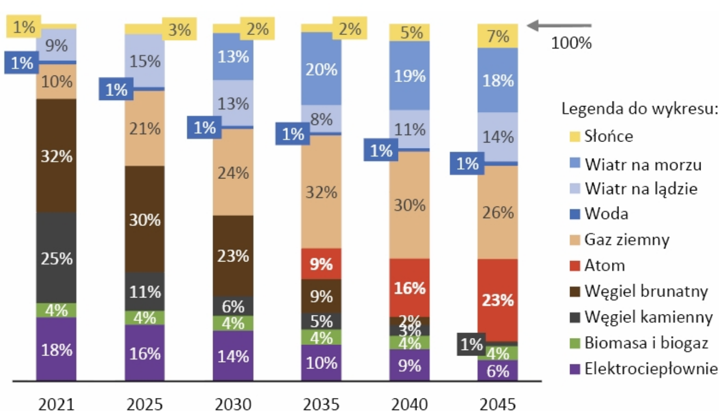
Wniosek:
Ministerstwo Energii w dokumencie stanowiącym załącznik nr 2 do „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku – strategii rozwoju sektora paliwowo-energetycznego" (PEP2040), Warszawa 2019 w Tabela 6. „Prognoza zużycia energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki" prognozuje wzrost energii elektrycznej w latach 2020 – 2040 o **35,945 % czyli 1,5 % /rok.**
Skoro wzrost prognozowany zapotrzebowania na energię w kolejnych latach ma być 1,5 %/rok to przez 24 lata osiągnie pułap: **1,4295** x **36,5 GW = 52,2 GW** i dalej **41,4 GW – 52,2 GW = – 10,8 GW a (–) oznacza deficyt mocy zainstalowanej**

Tak więc Scenariusz II, w zakresie faktycznej mocy zainstalowanej dla roku 2045 równej 41,4 GW nie odpowiada prognozowanemu ze wzrostem 1,5 % /rok zapotrzebowaniu równemu 52,2 GW. Brakuje 10,8 GW mocy zainstalowanej! Na pewno nie zrównoważy tego sprawność proponowanych elektrowni gazowych i atomowych jest porównywalna ze średnią sprawnością aktualnie pracujących elektrowni węglowych, z których nawet kilka węglowych bloków góruje nad sprawnością proponowanych zamienników atomowych i gazowych. Oznacza to w roku 2045 deficyt mocy zainstalowanej w wysokości 10,8 GW. Ładne rzeczy. Tyle lat pracy ministerstwa i taka obsuwa.

*„3.2. **Scenariusz II - Wariant strategiczny**, model kosztu całkowitego(Monitor Polski – strona 40 i 44 – Poz. 946)*
*(- założono rozwój energetyki jądrowej zgodnie z zakładanym harmonogramem inwestycji oraz **cykl życia jednostek na poziomie 60 lat**, założono rozwój morskiej energetyki wiatrowej zgodnie z założeniami ustawy o promowaniu energii z morskich farm wiatrowych, **utrzymano w mocy ustawę odległościową dla lądowej energetyki wiatrowej**, zgodnie ze stanem prawnym obowiązującym na wrzesień 2020, plan odstawień jednostek wytwórczych zgodny z projektem PEP2040 (wrzesień 2020), w pozostałym zakresie struktura mocy wytwórczych zdefiniowana drogą optymalizacji ekonomicznej KSE, z uwzględnieniem kosztów systemowych i środowiskowych;)*
*Zgodnie z kierunkiem strategicznym projektu PEP2040 w zakresie rozwoju energetyki jądrowej, w modelu zaimplementowano budowę 6 reaktorów jądrowych o łącznej mocy 6,6 GWe w 2045 r. Pierwszy blok jądrowy pojawia się w 2033 r. kolejne przytaczane są co 2 lata. Udział EJ w produkcji energii elektrycznej wynosi 9% w 2035 r. i następnie rośnie do 16% w 2040 r., oraz 23% w 2045 r. Wcześniejsze wdrożenie EJ pozwala na ograniczenie zużycia gazu do produkcji energii elektrycznej (spadek z 35% do 32% w 2035 r. względem scenariusza I). Wczesny rozwój morskich farm wiatrowych (MFW), zgodny z projektem ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, został zamodelowany z założeniem równomiernego przytaczania MFW z tempem 1 GWe/rok zaczynając od 2026 r., kończąc na 9,6 GWe w 2034 r. Przyjęte założenie ma na celu racjonalny rozkład projektów w czasie. W przypadku spełnienia warunków formalnych i technicznych, oraz gotowość po stronie inwestora, możliwe jest wcześniejsze przyłączenie do sieci (w przypadku umów przyłączeniowych wskazujących daty wcześniejsze niż założone w prognozie). Zaimplementowane decyzje strategiczne skutkują ograniczeniem rozwoju fotowoltaiki (S.ll - 13,5 GWe vs S.l. - 19,9 GWe w 2045 r.) oraz lądowych farm wiatrowych (S.ll - 9,2 GWe vs S.l. - 12 GWe w 2045 r.). Wartości mocy zainstalowanej w PV oraz LFW na przestrzeni lat 2025-2035 są wypadkową decyzji strategicznych w zakresie rozwoju sektora morskich farm wiatrowych oraz minimalizacji kosztu całkowitego wytwarzania energii elektrycznej w KSE. Wcześniejszy rozwój MFW (zapewniony poprzez ustawę), skutkuje znaczącym wzrostem produkcji energii elektrycznej **ze źródeł niesterowalnych** na przestrzeni lat 2025-2035. Ze względu na potrzebę zapewnienia bilansu mocy oraz produkcji energii w KSE, a także minimalizacji całkowitych kosztów transformacji, obok źródeł niesterowalnych rozwijane są źródła dysponowalne zabezpieczające pracę systemu. Dodatkowe zwiększanie produkcji niestabilnej energii w latach 2025-2035, w którym następuje kumulacja odstawień starych źródeł węglowych, **zwiększa to by jednocześnie już duże potrzeby inwestycyjne w źródła dysponowalne, niezbędne do zachowania rezerwy mocy**. Model unika nadmiernej kumulacji nakładów inwestycyjnych w latach 2025-2035, w wyniku czego brak jest rozbudowy mocy zainstalowanej PV oraz LFW. Większy rozwój tych technologii w omawianym okresie jest możliwy, jednakże, biorąc pod uwagę prognozowaną sytuację bilansową w KSE, **skutkował będzie wzrostem kosztów zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii**."*



Rysunek 4. Modelowa struktura mocy zainstalowanej w KSE na lata 2021-2045 [GW];
Scenariusz II – Wariant strategiczny



Rysunek 5. Udział źródeł w strukturze wytwarzania energii elektrycznej [%];
Scenariusz II – Wariant strategiczny

Rys. 16.14. Scenariusz II - Wariant strategiczny

- Produkcja e.e. z EW równa: 32 % + 25 % = 57 % **jest likwidowana do 1 %** i jest zastępowana produkcją z EJ i EG równą: 23 % + 26 % = 49% **gdzie zarówno gaz jak i uran muszą być z importu**. Głowa radziecka jak widać.
- EPV o gigantycznej mocy 13 500 MW zgodnie z regułą 2,5 [ha] /1 [MW] **zajmą 337,5 km2 a więc więcej niż połowa obszaru Warszawy z przyległościami** który zajmuje **517,24 km^2**. Ten obszar zostanie zabetonowany fundamentami konstrukcje paneli **tylko na 20 lat eksploatacji!** a później ... wymiana na nowe panele. Znowu głowa radziecka - jak widać.

- EWL o wielkiej mocy 9 200 MW zgodnie z „regułą 10-H" zajmą **82 800km^2** a więc prawie ¼ terytorium Polski. Zabetonowany pod fundamenty na kilka metrów w głąb teren – **na 20 lat eksploatacji!** – to **92 km2 pól uprawnych i innej ziemi zniszczonej na wieki**. Nie do odzyskania na zawsze.

Sprawdźmy podobnie Scenariusz II od strony elektrycznej, w zakresie poprawności wielkości mocy zainstalowanej. Opieramy się na danych z tego Opracowania, z 2. Rozdziału, gdzie uzyskano jakże ważne dane odnośnie wydajności średniorocznej poszczególnych typów źródeł energii i wykazano, że:
- blok węglowy jest więc **3,74 razy bardziej wydajny niż źródła wiatrowe**
- blok węglowy jest więc **10,59 razy bardziej wydajny niż źródła fotowoltaiczne**

Blok węglowy, fotowoltaika i wiatraki **kosztują niemal identycznie, jeśli chodzi o koszt 1 [W] mocy zainstalowanej, tj. 6,00 [zł/W].** W efekcie tego, blok węglowy jest tyle samo razy tańszy inwestycyjnie od elektrowni wiatrowych (3,74 razy) i fotowoltaicznych (10,59 razy). Przeliczmy i sprawdźmy pod tym kątem Scenariusz II:

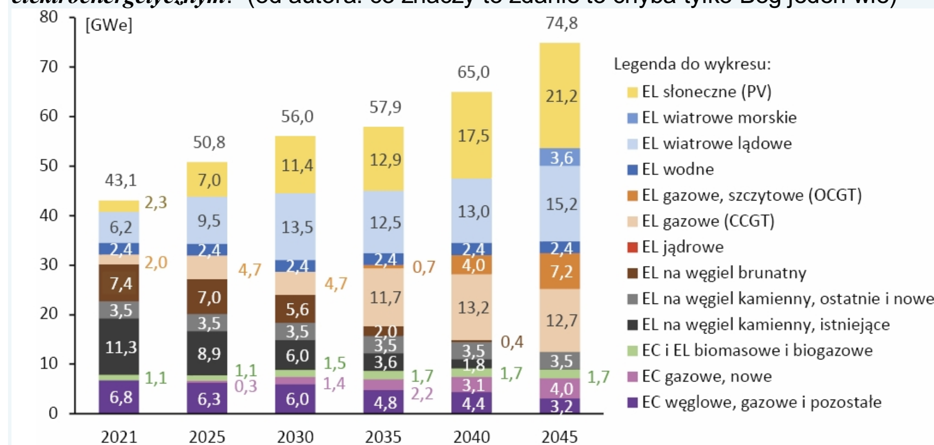
	Rok 2045 **Legenda do wykresu z Rysunek 4 – Scenariusz II**	**Moc zainstalowana z Rysunek 4 w kolumnie dla roku 2045 w [GW]**	**Krotność dla wydajności średniorocznej odniesiona do bloku węglowego**	**Generacja źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych w przeliczeniu na moc ciągłą średnioroczną w [GW]**	**Faktyczna moc zainstalowana z Rysunek 4 w [GW]**	**Faktyczna moc zainstalowana z Rysunek 4 bez generacja ze źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych w [GW]**
1	EL słoneczne (PV)	**13,5**	10,59	1,2748	**1,2748**	x
2	EL wiatrowe morskie	**9,6**	3,74	2,5668	**2,5668**	x
3	EL wiatrowe lądowe	**9,2**	3,74	2,4599	**2,4599**	x
4	EL wodne	2,4			2,4	2,4
5	EL gazowe, szczytowe (OCGT)	6,2			6,2	6,2
6	EL gazowe (CCGT)	7,2			7,2	7,2
7	EL jądrowe	6,6			6,6	6,6
8	EL na węgiel brunatny	0,4			0,4	0,4
9	EL na węgiel kamienny, ostatnie i nowe	3,5			3,5	3,5
10	EL na węgiel kamienny, istniejące					
11	EC i EL biomasowe i biogazowe	1,6			1,6	1,6
12	EC gazowe, nowe	3,8			3,8	3,8
13	EC węglowe, gazowe i pozostałe	3,2			3,2	3,2
	Rok 2045 - suma pozycji 1 – 13:	**67,2**			**41,2**	**34,9**
	Rok 2021 (analogiczna korekta PV i wiatrowych w przeliczeniu na moc ciągłą średnioroczną w [GW])					
1	EL słoneczne (PV)	**2,3**	10,59	0,2172	**0,2172**	x
3	EL wiatrowe lądowe	**6,2**	3,74	1,6578	**1,6578**	x
	Rok 2021 - suma pozycji 1 – 13:	**43,5**			**36,4**	**35,0**

Tab. 16.21. Zawiera dane z ostatniej kolumny dla roku 2045 z powyższego Rysunku 4. Dane zostały skorygowane w pozycjach EL słoneczne (PV), EL wiatrowe morskie i EL wiatrowe lądowe do ich osiągalnej mocy ciągłej średniorocznej w [GW].
Uwaga: Tak nawiasem suma mocy dla roku 2045 jest równa 67,2 GW a nie 67,3 GW jak jest na Rysunku 4. Jest to zapewne błąd wynikający z nieumiejętnego zaokrąglania wyników cząstkowych.

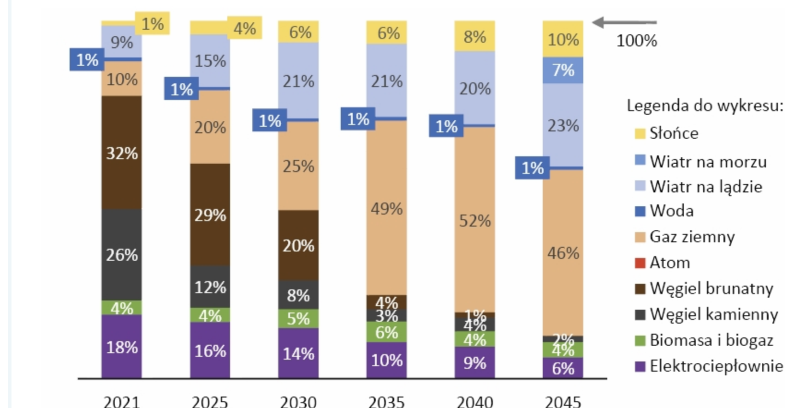
Wniosek:
Ministerstwo Energii w dokumencie stanowiącym **załącznik nr 2 do „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku – strategii rozwoju sektora paliwowo-energetycznego" (PEP2040)**, Warszawa 2019, w Tabela 6. „Prognoza zużycia energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki" prognozuje wzrost energii elektrycznej w latach 2020 – 2040 o **35,945 % czyli 1,5 % /rok.**
Skoro wzrost prognozowany zapotrzebowania na energię w kolejnych latach ma być 1,5 %/rok to przez 24 lata osiągnie pułap: **1,4295** x **36,4 GW = 52,0 GW** i dalej **41,2 GW – 52,0 GW = – 10,8 GW a (–) oznacza deficyt mocy zainstalowanej**

Tak więc Scenariusz II, w zakresie faktycznej mocy zainstalowanej dla roku 2045 równej 41,2 GW nie odpowiada prognozowanemu ze wzrostem 1,5 % /rok zapotrzebowaniu równemu 52,0 GW. Brakuje jak poprzednio 10,8 GW mocy zainstalowanej! Na pewno nie zrównoważy tego sprawność proponowanych elektrowni gazowych i atomowych jest porównywalna ze średnią sprawnością aktualnie pracujących elektrowni węglowych, z których nawet kilka węgolwych bloków guruje nad sprawnością proponowanych zamienników atomowych i gazowych. Oznacza to w roku 2045 deficyt mocy zainstalowanej w wysokości 10,8 GW. Takie rzeczy. Znowu tyle lat pracy ministerstwa i druga taka obsuwa.

*"3.3. Scenariusz III - **Brak energetyki jądrowej**, model kosztu całkowitego(Monitor Polski – strona 40 i 45 – Poz. 946)*
(- wymuszono brak rozwoju energetyki jądrowej, w pozostałym zakresie struktura mocy wytwórczych zdefiniowana drogą optymalizacji ekonomicznej KSE, z uwzględnieniem kosztów systemowych i środowiskowych, scenariusz opracowany w celu przedstawienia wpływu braku decyzji o rozwoju energetyki jądrowej na kształt systemu elektroenergetycznego oraz zmianę w koszcie całkowitym wytwarzania energii elektrycznej;)
*W scenariuszu III, opartym o model kosztu całkowitego, **bloki gazowo-parowe (BGP) przejmują rolę źródła podstawowego (rozbudowa do 12,7 GWe mocy w 2045r.). Skutkuje to znaczącym wzrostem wykorzystania gazu do produkcji energii elektrycznej (wzrost kolejno z 45% do 49% w 2035 r., z 34% do 52% w 2040 r., oraz z 30% do 46% w 2045 r.** względem scenariusza I). Przy braku energetyki jądrowej optymalizator decyduje o wcześniejszej budowie morskich farm wiatrowych (MFW) niż w scenariuszu wolnej optymalizacji - pierwsza farma pojawia się w 2042 r. zamiast 2046 r. Łączna moc zainstalowana MFW wynosi 3,6 GWe w 2045 r. Rośnie również moc zainstalowana w fotowoltaice (z 19,9 GWe do 21,2 GWe w 2045 r. względem scenariusza I). Zmienia się również moc zainstalowana w farmach wiatrowych na lądzie (z 12,0 GWe do 15,2 GWe w 2045 r. względem scenariusza I). **Brak głębszego rozwoju tej technologii spowodowany jest wysokim koszt systemowym wynikającym z dużej penetracji lądowej energii wiatrowej w systemie elektroenergetycznym**."* (od autora: co znaczy to zdanie to chyba tylko Bóg jeden wie)



Rysunek 6. Modelowa struktura mocy zainstalowanej w KSE na lata 2021-2045 [GW]; Scenariusz III – Brak en. jądrowej (MKC)



Rysunek 7. Udział źródeł w strukturze wytwarzania energii elektrycznej [%]; Scenariusz III – Brak en. jądrowej (MKC)

Rys. 16.15. Scenariusz III - Brak energetyki jądrowej

- Produkcja e.e. z EW równa: 32 % + 26 % = 58 % **jest likwidowana do 2%** i jest zastępowana produkcją z EG 46% **gdzie gaz musi być z importu.** Głowa radziecka jak widać.
- EPV o mocy 21 200 MW zgodnie z regułą 2,5 [ha] /1 [MW] **zajmą 530 km2 a więc więcej niż obszar Warszawy z przyległościami** który zajmuje **517,24 km**^{2}. Ten obszar zostanie zabetonowany fundamentami pod konstrukcje paneli **tylko na 20 lat eksploatacji!** a później ... wymiana na nowe panele. Głowa radziecka jak widać.
- EWL o mocy 15 200 MW zgodnie z „regułą 10-H" zajmą 136 800 km^2 a więc prawie połowę terytorium Polski. Zabetonowany pod zbrojone fundamenty teren – **na 20 lat eksploatacji!** – **to 152 km2, terenu pól uprawnych i innej ziemi zniszczonej na wieki.**

EPV o mocy **21 200 MW** odpowiada w produkcji energii: 21 200 / 11,15 = **1 901 MW** blokowi węglowemu
Koszt budowy EPV o mocy zainstalowanej **21 200 MW**: 21 200 000 000 * 6,00 [zł / W] = **127,2 mld zł**
Koszt budowy WE o mocy zainstalowanej **1 901 MW**: 1 901 000 000 * 6,00 [zł / W] = **11,4 mld zł**
Oszczędność w przypadku EW zamiast EVP: 127,2 mld zł - 11,4 mld zł = 115,8 mld zł (1016%)

EWL o mocy **15 200 MW** odpowiada w produkcji energii: 15 200 / 3,74 = **4 064 MW** blokowi węglowemu
Koszt budowy EWL o mocy zainstalowanej **15 200 MW**: 15 200 000 000 * 6,00 [zł / W] = **91,2 mld zł**
Koszt budowy WE o mocy zainstalowanej **4 064 MW**: 4 064 000 000 * 6,00 [zł / W] = **24,4 mld zł**
Oszczędność w przypadku EW zamiast EWL: 91,2 mld zł - 11,4 mld zł = 79,8 mld zł (700%)

I pomyśleć, że w Ministerstwie Klimatu nikt nie potrafi wykonać tak prostych obliczeń na poziomie I klasy szkoły podstawowej. **Dla ostatniego wariantu Scenariusz IV trwonione kwoty są jeszcze o 25 i 30 % większe, ale nie będziemy już tego szczegółowo liczyć.**

Sprawdźmy podobnie Scenariusz II od strony elektrycznej, w zakresie poprawności wielkości mocy zainstalowanej. Opieramy się na danych z tego Opracowania, z 2. Rozdziału, gdzie uzyskano jakże ważne dane odnośnie wydajności średniorocznej poszczególnych typów źródeł energii i wykazano, że:
- blok węglowy jest więc **3,74 razy bardziej wydajny niż źródła wiatrowe**
- blok węglowy jest więc **10,59 razy bardziej wydajny niż źródła fotowoltaiczne**

Blok węglowy, fotowoltaika i wiatraki **kosztują niemal identycznie, jeśli chodzi o koszt 1 [W] mocy zainstalowanej, tj. 6,00 [zł/W].** W efekcie tego, blok węglowy jest tyle samo razy tańszy inwestycyjnie od elektrowni wiatrowych (3,74 razy) i fotowoltaicznych (10,59 razy). Przeliczmy i sprawdźmy pod tym kątem Scenariusz III:

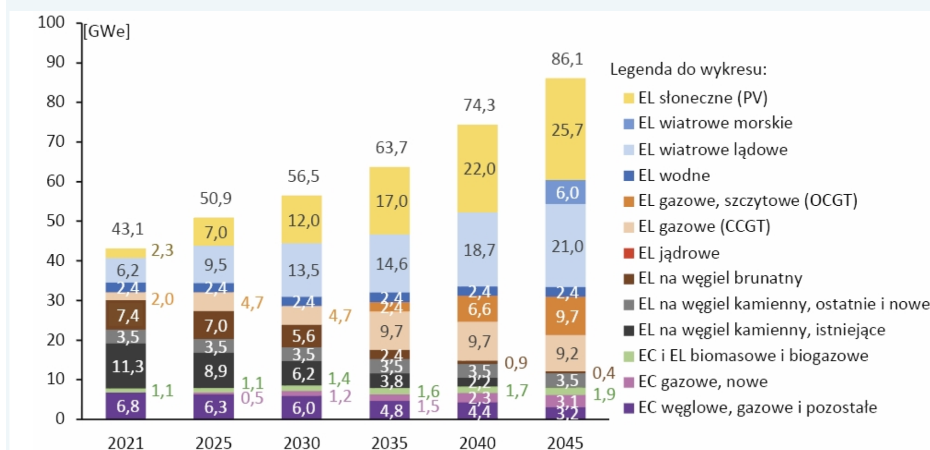
	Rok 2045 **Legenda do wykresu z Rysunek 6 – Scenariusz III**	**Moc zainstalowana z Rysunek 6 w kolumnie dla roku 2045 w [GW]**	**Krotność dla wydajności średniorocznej odniesiona do bloku węglowego**	**Generacja źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych w przeliczeniu na moc ciągłą średnioroczną w [GW]**	**Faktyczna moc zainstalowana z Rysunek 6 w [GW]**	**Faktyczna moc zainstalowana z Rysunek 6 bez generacja ze źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych w [GW]**
1	EL słoneczne (PV)	**21,2**	10,59	2,0019	**2,0019**	x
2	EL wiatrowe morskie	**3,6**	3,74	0,9626	**0,9626**	x
3	EL wiatrowe lądowe	**15,2**	3,74	4,0642	**4,0642**	x
4	EL wodne	2,4			2,4	2,4
5	EL gazowe, szczytowe (OCGT)	7,2			7,2	7,2
6	EL gazowe (CCGT)	12,7			12,7	12,7
7	EL jądrowe					
8	EL na węgiel brunatny					
9	EL na węgiel kamienny, ostatnie i nowe	3,5			3,5	3,5
10	EL na węgiel kamienny, istniejące					
11	EC i EL biomasowe i biogazowe	1,7			1,7	1,7
12	EC gazowe, nowe	4,0			4,0	4,0
13	EC węglowe, gazowe i pozostałe	3,2			3,2	3,2
	Rok 2045 - suma pozycji 1 – 13:	**74,8**			**41,7**	**34,7**
	Rok 2021 (analogiczna korekta PV i wiatrowych w przeliczeniu na moc ciągłą średnioroczną w [GW])					
1	EL słoneczne (PV)	**2,3**	10,59	0,2172	**0,2172**	x
3	EL wiatrowe lądowe	**6,2**	3,74	1,6578	**1,6578**	x
	Rok 2021 - suma pozycji 1 – 13:	**43,1**			**36,5**	**34,6**

Tab. 16.22. Zawiera dane z ostatniej kolumny dla roku 2045 z powyższego Rysunku 6. Dane zostały skorygowane w pozycjach EL słoneczne (PV) i EL wiatrowe lądowe do ich osiągalnej mocy ciągłej średniorocznej w [GW].
Uwaga: suma mocy dla roku 2045 jest równa 74,7 GW a nie 74,8 GW jak jest na Rysunku 6.

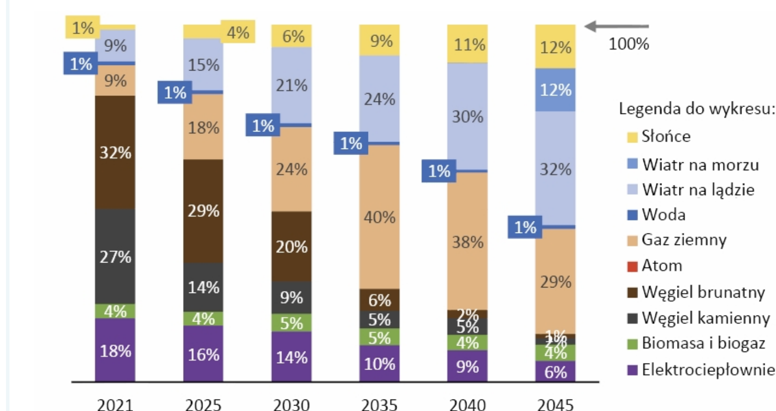
Wniosek:
Ministerstwo Energii w dokumencie stanowiącym **załącznik nr 2 do „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku – strategii rozwoju sektora paliwowo-energetycznego" (PEP2040)**, Warszawa 2019, w Tabela 6. „Prognoza zużycia energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki" prognozuje wzrost energii elektrycznej w latach 2020 – 2040 o **35,945 % czyli 1,5 % /rok.**
Skoro wzrost prognozowany zapotrzebowania na energię w kolejnych latach ma być 1,5 %/rok to przez 24 lata osiągnie pułap: **1,4295** x **36,5 GW = 52,2 GW** i dalej **41,7 GW – 52,2 GW = – 10,5 GW a (–) oznacza deficyt mocy zainstalowanej**

Tak więc Scenariusz III, w zakresie faktycznej mocy zainstalowanej dla roku 2045 równej 41,7 GW nie odpowiada prognozowanemu ze wzrostem 1,5 % /rok zapotrzebowaniu równemu 52,2 GW. Brakuje jak poprzednio 10,5 GW mocy zainstalowanej! Na pewno nie zrównoważy tego sprawność proponowanych elektrowni gazowych, bo jest porównywalna ze średnią sprawnością aktualnie pracujących elektrowni węglowych, z których nawet kilka węglowych bloków góruje nad sprawnością proponowanych zamienników gazowych. Oznacza to w roku 2045 deficyt mocy zainstalowanej w wysokości 10,5 GW. Widać, że powtarzający się ten błąd jest systematyczny i jest związany z użytą metodą prognozowania (przez fachowców w Ministerstwie Klimatu).

*„3.4. Scenariusz IV - **Brak energetyki jądrowej**, model inwestorski (MI) (Monitor Polski – strona 40 i 46 – Poz. 946)*
(- wariant porównawczy względem modelu kosztu całkowitego, wymuszono brak rozwoju energetyki jądrowej, w pozostałym zakresie struktura mocy wytwórczych zdefiniowana drogą optymalizacji ekonomicznej KSE, bez uwzględnienia kosztów systemowych i środowiskowych, scenariusz opracowany w celu przedstawienia wpływu braku decyzji o rozwoju energetyki jądrowej na kształt systemu elektroenergetycznego oraz zmianę w koszcie całkowitym wytwarzania energii elektrycznej.)
*W scenariuszu IV, opartym o model inwestorski, wymuszony brak energetyki jądrowej powoduje znaczący wzrost mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych (zarówno morskich jak i lądowych), ze względu na brak uwzględnienia kosztów systemowych. Moc zainstalowana w farmach wiatrowych na lądzie rośnie z poziomu 15,2 GWe do 21 GWe względem scenariusza III, a w przypadku morskiej farm wiatrowych z poziomu 3,6 GWe do 6 GWe w 2045 roku. Podobny wzrost następuje również dla fotowoltaiki, która rośnie z poziomu 21,2 GWe do 25,7 GWe. **Do 2045 r. powstaje odpowiednio 9,2 GWe bloków gazowo-parowych (BGP) oraz 9,7 GWe gazowych elektrowni szczytowych (OCGT).** Mimo istotnej rozbudowy majątku gazowego w scenariuszu IV, udział tego paliwa w produkcji energii rośnie nieznaczne na przestrzeni lat 2035-2043 względem scenariusza I, spada natomiast względem scenariusza III. Porównanie ze scenariuszem I wskazuje, że **znacząca ilość nowego majątku pracuje w rezerwie**. Niskie wykorzystanie mocy gazowych, wynikające ze znaczącej rozbudowy źródeł niesterowalnych (56% udziału w produkcji energii), istotnie zwiększa ryzyko przedwczesnego, ekonomicznego zamknięcia nowych elektrowni.*
*Ryzyko to jest potęgowane w przypadku **pojawienia się na rynku konkurencyjnych cenowo magazynów energii**. Dynamiczny rozwój OZE, bez uwzględnienia kosztów systemowych, może prowadzić do efektu przeinwestowania w moce wytwórcze, które nie uzyskają zwrotu z zainwestowanego kapitału.”*



Rysunek 8. Modelowa struktura mocy zainstalowanej w KSE na lata 2021-2045 [GW];
Scenariusz IV – Brak en. jądrowej (MI)



Rysunek 9. Udział źródeł w strukturze wytwarzania energii elektrycznej [%];
Scenariusz IV – Brak en. jądrowej (MI)

Rys. 16.16. Scenariusz IV - Brak energetyki jądrowej

- Produkcja e.e. z EW równa: 32 % + 27 % = 59 % **jest likwidowana do** 1% + 2% = **3%** i jest zastępowana produkcją z EG równą: 29% **gdzie gaz musi być z importu**. Głowa radziecka jak widać.
- EPV o mocy zainstalowanej **25 700 MW** zgodnie z regułą 2,5 [ha] /1 [MW] **zajmą 642,5 km2 a więc o 25% więcej niż obszar Warszawy z przyległościami,** który zajmuje 517,24 km^2. Ten obszar zostanie zabetonowany fundamentami pod konstrukcje paneli **tylko na 20 lat eksploatacji!** a później ... wymiana na nowe panele. Znowu głowa radziecka - jak widać.
- EWL o olbrzymiej mocy zainstalowanej **21 000 MW** zgodnie z „regułą 10-H” **zajmą 189 000 km^2 a więc ponad połowę terytorium Polski**. Zabetonowany, pod zbrojone fundamenty na kilka metrów w głąb teren – **na 20 lat eksploatacji!** – **to 210 km2 pól uprawnych i innej ziemi zniszczonej na wieki.** Nie do odzyskania na zawsze.

I niech ktoś mi powie – zważywszy na przytoczone przeze mnie pod 4 rysunkami bezsporne fakty - że te cztery scenariusze to nie jest sen wariata!

Zwraca uwagę to, że żaden z tych rysunków nie odpowiada wcześniejszemu Rys. 16.12. który wszak powstał w dokumencie sygnowanym przez PSE. Czyżby nie obowiązywały już żadne reguły? **Nie potrafię tego nawet zrozumieć i wytłumaczyć**.

Sprawdźmy podobnie Scenariusz III od strony elektrycznej, w zakresie poprawności wielkości mocy zainstalowanej. Opieramy się na danych z tego Opracowania, z 2. Rozdziału, gdzie uzyskano jakże ważne dane odnośnie wydajności średniorocznej poszczególnych typów źródeł energii i wykazano, że:
- blok węglowy jest więc **3,74 razy bardziej wydajny niż źródła wiatrowe**
- blok węglowy jest więc **10,59 razy bardziej wydajny niż źródła fotowoltaiczne**

Blok węglowy, fotowoltaika i wiatraki **kosztują niemal identycznie, jeśli chodzi o koszt 1 [W] mocy zainstalowanej, tj. 6,00 [zł/W].** W efekcie tego, blok węglowy jest tyle samo razy tańszy inwestycyjnie od elektrowni wiatrowych (3,74 razy) i fotowoltaicznych (10,59 razy). Przeliczmy i sprawdźmy pod tym kątem Scenariusz IV:

	Rok 2045 **Legenda do wykresu z Rysunek 8 – Scenariusz IV**	**Moc zainstalowana z Rysunek 8 w kolumnie dla roku 2045 w [GW]**	**Krotność dla wydajności średniorocznej odniesiona do bloku węglowego**	**Generacja źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych w przeliczeniu na moc ciągłą średnioroczną w [GW]**	**Faktyczna moc zainstalowana z Rysunek 8 w [GW]**	**Faktyczna moc zainstalowana z Rysunek 8 bez generacja ze źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych w [GW]**
1	EL słoneczne (PV)	**25,7**	10,59	2,4268	**2,4268**	x
2	EL wiatrowe morskie	**6,0**	3,74	1,6043	**1,6043**	x
3	EL wiatrowe lądowe	**21,0**	3,74	5,6150	**5,6150**	x
4	EL wodne	2,4			2,4	2,4
5	EL gazowe, szczytowe (OCGT)	9,7			9,7	9,7
6	EL gazowe (CCGT)	9,2			9,2	9,2
7	EL jądrowe					
8	EL na węgiel brunatny	0,4			0,4	0,4
9	EL na węgiel kamienny, ostatnie i nowe	3,5			3,5	3,5
10	EL na węgiel kamienny, istniejące					
11	EC i EL biomasowe i biogazowe	1,9			1,9	1,9
12	EC gazowe, nowe	3,1			3,1	3,1
13	EC węglowe, gazowe i pozostałe	3,2			3,2	3,2
	Rok 2045 - suma pozycji 1 – 13:	**86,1**			**43,0**	**33,4**
	Rok 2021 (analogiczna korekta PV i wiatrowych w przeliczeniu na moc ciągłą średnioroczną w [GW])					
1	EL słoneczne (PV)	**2,3**	10,59	0,2172	**0,2172**	x
3	EL wiatrowe lądowe	**6,2**	3,74	1,6578	**1,6578**	x
	Rok 2021 - suma pozycji 1 – 13:	**43,1**			**36,5**	**34,6**

Tab. 16.23. Zawiera dane z ostatniej kolumny dla roku 2045 z powyższego Rysunku 8. Dane zostały skorygowane w pozycjach EL słoneczne (PV) i EL wiatrowe lądowe do ich osiągalnej mocy ciągłej średniorocznej w [GW].

Wniosek: Ministerstwo Energii w dokumencie stanowiącym **załącznik nr 2 do „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku – strategii rozwoju sektora paliwowo-energetycznego" (PEP2040)**, Warszawa 2019, w Tabela 6. „Prognoza zużycia energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki" prognozuje wzrost energii elektrycznej w latach 2020 – 2040 o **35,945 % czyli 1,5 % /rok.**
Skoro wzrost prognozowany zapotrzebowania na energię w kolejnych latach ma być 1,5 %/rok to przez 24 lata osiągnie pułap: **1,4295** x **36,5 GW = 52,2 GW** i dalej **43,0 GW – 52,2 GW = – 9,2 GW a (–) oznacza deficyt mocy zainstalowanej**

Tak więc Scenariusz III, w zakresie faktycznej mocy zainstalowanej dla roku 2045 równej 43,0 GW nie odpowiada prognozowanemu ze wzrostem 1,5 % /rok zapotrzebowaniu równemu 52,2 GW. Brakuje jak poprzednio 9,2 GW mocy zainstalowanej! Na pewno nie zrównoważy tego sprawność proponowanych elektrowni gazowych, bo jest porównywalna ze średnią sprawnością aktualnie pracujących elektrowni węglowych, z których nawet kilka węglowych bloków góruje nad sprawnością proponowanych zamienników gazowych. Oznacza to w roku 2045 deficyt mocy zainstalowanej w wysokości 9,2 GW. Widać, że powtarzający się ten błąd nie musi być systematyczny i związany z użytą metodą prognozowania (przez fachowców w Ministerstwie Klimatu), bo w tym jednym Scenariuszu IV deficyt mocy zainstalowanej jest o 10 % mniejszy a to oznacza, że albo program którym to robiono jest zupełnie do luftu czyli dający wyniki z sufitu albo „ręcznie" ktoś kombinował.

Zważywszy, że dokumencie MinKlim nigdzie nie ma danych o wolumenie produkowanej energii w latach jak na Rysunek 9 to opieramy się na danych z tego mojego Opracowania, z 2. Rozdziału, gdzie dowiedziono produkcję ze źródeł PV o mocy 2 108,9 MW wolumen roczny, równy 1 744 221 [MWh] co daje przelicznik 827 076 [MWh]/1000 [MW] źródeł PV. Dla roku 2045 mamy ze źródeł PV: **25,7 GW x 827 076 [MWh]/[GW] = 21,3 [TWh]/rok**. Z Rysunku 9 możemy wyliczyć roczną.

Produkcja roczna e. e. w 2045 roku wg Scenariusza IV - na podstawie Rysunek 8 i 9 - równa jest:
21,3 [TWh]/[rok] / 12% = 177,1 [TWh]/[rok]

Liczą analogicznie jak wyżej otrzymujemy dla Scenariuszy I do IV wartości produkcji rocznej e.e.:

Scenariuszy I: 182,9 [TWh]/[rok]
Scenariuszy II: 159,5 [TWh]/[rok]
Scenariuszy III: 175,3 [TWh]/[rok]
Scenariuszy IV: 177,1 [TWh]/[rok]
które mają się nijak do do rzeczywistości.

Na podstawie danych PSE (tu źródło: https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2019#r6_3) krajowa produkcja od 2004 do 2019 roku jest równa 159,3 TWh/rok +/- 1% i ani drgnie, co oznacza, że jest celowo stabilizowana na tym poziomie mimo, że zużycie nieznacznie rośnie, ale oczywiście nie tak jakby to wynikało ze wspomnianego już dokumentu Ministerstwa Energii pt. załącznik nr 2 do „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku – strategii rozwoju sektora paliwowo-energetycznego" (PEP2040), Warszawa 2019, w Tabela 6. „Prognoza zużycia energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki" prognozuje wzrost zużycia energii elektrycznej w latach 2020 – 2040 o 35,945 % czyli 1,5 % /rok. **Wzrost jest pokrywany z importu. W latach 2018 – 2019 było to ok. 10%.**

Na podstawie tych źródłowych danych PSE - jak przywołane powyżej - mamy w latach 1990 do 2019 wzrost zużycia energii elektrycznej równy **0,8696 %/rok** a nie żadne ministerialne „prognozy" równe **1,5 % /rok**!
Widać Ministerstwa Energii też potrafi prognozować „od czapy", zamiast odczytać historyczne dane PSE i założyć w pierwszym przybliżeniu analogiczny wzrost.

Policzmy zatem dla Scenariusza I do Scenariusza IV wzrost **mocy faktycznej zainstalowanej** - po przeliczeniu na moc ciągłą średnioroczną generacji źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych w [GW] - gdzie to wyliczyliśmy dla roku 2045:
Scenariuszy I: 41,4 [GW]
Scenariuszy II: 41,2 [GW]
Scenariuszy III: 41,7 [GW]
Scenariuszy IV: 43,0 [GW]
Odpowiada to niemal dokładnie mocy faktycznej zainstalowanej - po przeliczeniu na moc ciągłą średnioroczną generacji źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych w [GW] - dla roku 2021 pomnożonej przez składany procent **0,8696 %/rok dla 24 lat (2021 - 2045) co stanowi 23,1 %:**
Scenariuszy I: 36,5 [GW] + 23,1 % = 44,93 [GW]
Scenariuszy II: 36,4 [GW] + 23,1 % = 44,81 [GW]
Scenariuszy III: 36,5 [GW] + 23,1 % = 44,93 [GW]
Scenariuszy IV: 36,5 [GW] + 23,1 % = 44,93 [GW]

Ta doskonała zgodność dowodzi, że **tylko dane PSE są prawdziwe i nadające się do posługiwania się nimi,** co zresztą założyłem i wykorzystywałem od pierwszej strony tego Opracowania.

	Scenariusze I – IV z pominięciem źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych	Faktyczna moc zainstalowana z Rysunków 2, 4, 6 i 8 bez generacja ze źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych w [GW]	Różnica w tym samym Scenariuszu między rokiem 2021 i 2045 w [GW]
1	Scenariusz I - Rok 2021	34,6	**1,2**
1	Scenariusz I - Rok 2045	33,4	
2	Scenariusz II - Rok 2021	34,6	**- 0,1**
2	Scenariusz II - Rok 2045	34,7	
3	Scenariusz III - Rok 2021	35,0	**0,1**
3	Scenariusz III - Rok 2045	34,9	
4	Scenariusz IV - Rok 2021	34,6	**- 1,7**
4	Scenariusz IV - Rok 2045	36,3	

Tab. 16.24. Zawiera dane porównawcze w kolejnych czterech Scenariuszach I – IV z pominięciem wszystkich źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych.

Poniższy wniosek jest najbardziej szokujący w całym tym Opracowaniu.

Zostało dowiedzione – patrz Tab. 16.24. – że UCHWAŁĄ NR 141 RADY MINISTRÓW z dnia 2 października 2020 r. w sprawie aktualizacji programu wieloletniego pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej" **został przyjęty program Ministra Klimatu, w którym zostają zlikwidowane wszystkie polskie elektrownie zawodowe węglowe - do których mamy paliwo na najbliższe 500 lat - a na ich miejsce, z powodów ideologicznych, wydumanej walki z nieistniejącym wzrostem CO_2 w atmosferze, zostają zbudowane nowe elektrownie gazowe i jądrowe, do których będziemy kupować paliwo za granicą, bo Polska nie ma ani gazu ani uranu mogących służyć im za paliwo**. Podmiana jest 1:1 i to z wielką precyzją (około od 0,2 % do 4 %) o czym świadczą dane z Tab. 16.24.

Zasadne jest pytanie: co (kto) kieruje tym rządem, który chce wydać na „podmianę" dobrych elektrowni węglowych, które mamy, na elektrownie gówniane, które trzeba zbudować za około 500 000 000 000 zł (pięćset miliardów zł) w tym wiatrowe lądowe/morskie i fotowoltaiczne za około 388,2 mld zł na jedyne 20 – 25 lat?

Może inspiracja w postępowaniu rządu jest ujawniona w Gazecie Wyborczej, cyt.:

*„**Padł historyczny rekord**. **Rekord, który powinien wybrzmieć jak syrena alarmowa**. W obserwatorium na Mauna Loa na Hawajach odnotowano poziom dwutlenku węgla w atmosferze o wartości 415 cząstek na milion (ppm)" - pisaliśmy równo rok temu w pierwszym artykule cyklu Piątki dla Klimatu.*
*Od tego czasu w Gazeta.pl **opublikowaliśmy kilkadziesiąt piątkowych artykułów o przyczynach, przebiegu i możliwych skutkach zmian klimatu**. **Stworzyliśmy także nowe cykle artykułów o klimacie** i środowisku, nowy dział środowisko, zielony newsletter i serwis zielona.gazeta.pl.*
*Na początku maja tego roku padł kolejny - **niestety przewidywalny** - rekord stężenia dwutlenku węgla w atmosferze.*
*Na Mauna Loa **zarejestrowano 418.12 ppm.***

> *"**Ponownie padł rekord**. Będzie on oczywiście ustanawiany kolejny i kolejny raz, ponieważ **stężenie CO_2 w atmosferze będzie rosło**. Prawdziwym zmartwieniem jest **coraz większe tempo wzrostu**. Zbliżamy się do poziomu 420 ppm. **Uznawany za 'bezpieczny' poziom 350 ppm przekroczyliśmy w 1987 roku"***
> - ***napisała aktywistka klimatyczna Greta Thunberg**."*

Tak, tak. Napisała to Gazeta.pl cytując małoletnią *„aktywistkę klimatyczną Gretę Thunberg"*, tu źródło:
https://wiadomosci.gazeta.pl/wiadomosci/7,174372,25923862,padl-rekord-co2-w-atmosferze-gdy-ostatnio-bylo-go-tak-duzo.html

Może tym rządem - poprzez Gazetę Wyborczą - faktycznie kieruje „duchowo" nastoletnia aktywistka klimatyczna Greta Thunberg skoro w ciągu roku w *„**w Gazeta.pl opublikowaliśmy kilkadziesiąt piątkowych artykułów o przyczynach, przebiegu i możliwych skutkach zmian klimatu**."*

Hitler był szaleńcem/wariatem, ale przynajmniej nie kierował się wskazówkami aktywistów-małolatów z Hitlerjugend. Był mimo wszystko mądrzejszy?

We wspomnianej powyżej, opublikowanej dnia 16 października 2020 r. w MONITORZE POLSKI, DZIENNIK URZĘDOWY RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ Poz. 946, UCHWALE RADY MINISTRÓW NR 141 z dnia 2 października 2020 r. w sprawie aktualizacji programu wieloletniego pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej" rządzący uchylają nam też tajemnicy w jakim celu i z jakiego ważnego powodu planują zniszczenie polskiej energetyki węglowej „do gołej ziemi". Po prostu szok jak mozna coś takiego napisać.

Proszę przyjąć do wiadomości, że tym powodem jest, cyt. tekst tego rządowego Programu PEJ ze str. 9:
„Dążąc do realizacji celów porozumienia paryskiego, w grudniu 2019 r. UE przyjęła ogólnoeuropejski cel osiągnięcia całkowitej neutralności klimatycznej w 2050 r.
W tym kontekście KE podjęła prace nad podniesieniem celu redukcji emisji gazów cieplarnianych na rok 2030 z 40% do co najmniej 50%.
Wagę tych zamierzeń podkreśla ustanowienie tzw. Europejskiego Zielonego Ładu (dokument*: Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej,Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Europejski Zielony Ład", COM(2019) 640 final.), który zastąpi Strategię Europa 2020 jako główny dokument o charakterze strategicznym dla UE.*
***Zobowiązanie polityczne** zawarte w Komunikacie nt. EZŁ **ma zostać przekształcone w zobowiązanie prawne** po przyjęciu przez Parlament Europejski i Radę wniosku ustawodawczego w sprawie europejskiego prawa o klimacie, przedstawionego przez KE 4 marca 2020 r.(* dokument: *Wniosek w sprawie projektu rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiającego ramy na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmieniającego rozporządzenie (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie), COM(2020) 80 final.).* ***Te uwarunkowania w kontekście polskiej transformacji energetycznej wymuszają włączenie bezemisyjnej energetyki jądrowej do miksu energetycznego, jako podstawy zrównoważonego systemu elektroenergetycznego kraju**."*"

Czyli powodem jest to, że jakieś **anonimowe gremium pod szyldem Komisji Europejskiej na podstawie „*zobowiązania politycznego*" *„podjęła prace nad podniesieniem celu redukcji emisji gazów cieplarnianych na rok 2030 z 40% do co najmniej 50%"***.
Ot , tak, przebudzili się rano (na kacu) i zwiększyli dla 500 mln. ludzi w Europie redukcję z CO_2 z 40 na 50%. „Zwiększyli" i kto im co zrobi. Gdyby ich IQ był większy od IQ ameby, to chociażby zwiększyli do 49,3% lub 50,72%, co by może kojarzyło się niektórym naiwnym i łatwowiernym ludziom z tych 500 mln. Europejczyków z jakąś naukowością, że może to zostało jakoś tam wyliczone i ma jakiś choćby ukryty sens. **Sugerowałoby, że ktoś te liczby - na podstawie jakiś ważnych przesłanek - wyliczył.**
Ale KE poszła po linii swojego IQ i rozkazała redukcję z 40 na 50%. Prosty umysł = proste liczby naturalne. Skoro tak, to co to jest ta cała KE? Posłużmy się Wikipedią, źródło: https://pl.wikipedia.org/wiki/Komisja_Europejska

„Trzeba wiedzieć, że Komisja Europejska, KE – organ wykonawczy Unii Europejskiej, odpowiedzialny za bieżącą politykę Unii, nadzorujący prace wszystkich jej agencji i zarządzający jej funduszami. Komisja posiada wyłączną inicjatywę legislacyjną w zakresie prawa unijnego oraz jest uprawniona do wydawania rozporządzeń wykonawczych (ang. Comission Regulation). Jej główną siedzibą jest Bruksela.
Funkcjonowanie komisji jest wzorowane na rządzie gabinetowym, a 27 komisarzy odpowiada randze ministra w rządach poszczególnych państw. Od 2004 na każde państwo członkowskie Unii Europejskiej przypada jeden komisarz, choć w założeniu mają oni reprezentować interesy całej Unii, a nie państw, z których pochodzą. Jeden z grona komisarzy jest wybierany przez Radę Europejską, a następnie zatwierdzany przez Parlament Europejski na przewodniczącego Komisji (obecną przewodniczącą jest Ursula von der Leyen, która pełni tę funkcję od 1 grudnia 2019).
W potocznym rozumieniu termin „Komisja Europejska" może także oznaczać całą administrację podległą 27 komisarzom.
***W 2016 roku w strukturach Komisji było zatrudnionych około 32 tys. urzędników**."*

Ano właśnie. **KE to nie tylko tych 27 komisarzy, tylko 32 000 urzędników**. To te 32 tys. urzędników w swym zwidzie wygenerowało tę jakże tajemniczą i znamienną redukcję/zwyżkę z 40 na 50%, która stała się ważniejsza dla polskiego rządu niż Ewangelia dla Chrześcijanina. Dobrze to wiedzieć, ale idźmy dalej za tekstem „Programu polskiej energetyki jądrowej":

*„Środowiskowe zalety energetyki jądrowej to przede wszystkim brak bezpośrednich emisji CO_2 podczas pracy (**w ciągu ostatnich 50 lat uniknięto około 55 - 60 Gt CO_2**), a także brak emisji innych szkodliwych dla środowiska i zdrowia ludzi substancji: NOx, SO2, CO, pyłów, rtęci i innych metali ciężkich oraz wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych (WWA).Łącznie, w tym dzięki bezemisyjności energetyki jądrowej, uniknięto 1,84 mln przedwczesnych zgonów w okresie od 1970 r. do 2009 r.13. Energetyka jądrowa to także bardzo małe zużycie betonu i stali na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej14, oszczędność cennych surowców: metali ziem rzadkich i srebra wykorzystywanych w technologiach źródeł energii OZE15, najmniejsze wykorzystanie powierzchni na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej oraz nawet 80–100 letni okres sprawnej eksploatacji."*.
(80–100 letni okres eksploatacji to wielka nieprawda – ostatnio to 60 lat w USA i to po modernizacji. Poza tym co to jest „*okres sprawnej eksploatacji*" - to może być okres niesprawnej eksploatacji?

No proszę - w imię tych „unikniętych w ciągu ostatnich 50 lat około 55 - 60 Gt CO_2 i unikniętych 1,84 mln przedwczesnych zgonów w okresie od 1970 r. do 2009 r." rząd zaorze nam energetykę węglową, będącą od 75 lat jak i obecnie podstawą KSE. **Skoro to tak ważne dla rządu to spróbujmy to rozebrać na czynniki pierwsze początek tego zdania z pominięciem tych milionów zgonów (CO_2 nie figuruje w zestawieniu chorób WHO), aby móc zrozumieć te mądrości**.

I tak skoro **w ciągu 50 lat uniknięto około 55 - 60 Gt CO_2** to znaczy, że rocznie unikano:
60 Gt / 50 lat = **1,2 Gt CO_2/rok**.
(1 Gt (gigatona) = 1 000 000 000 ton = 1 PgC (petagramów węgla) = 10^{15} g = 10^{12} kg.)

Rodzi się natychmiast pytanie: a ile tego CO_2 - tak naprawdę - jest w atmosferze ziemskiej, jaka jest jego roczna emisja i czym jest te „uniknięte" 55 - 60 Gt/50 lat, czyli średnio 1,2 Gt CO_2/rok?
I znowu skorzystajmy z tej światowej wszechnicy jaką jest Wikipwdia, tu źródło:
https://pl.wikipedia.org/wiki/Dwutlenek_w%C4%99gla_w_atmosferze_Ziemi
Wikipwdia podpowiada, że tego świństwa zwanego CO_2 jest w atmosferze ziemskiej, przy obecnym stężeniu *„410 ppm w atmosferze odpowiada około 3 200 mld ton CO_2, zawierając około 870 Gt C (870 mld ton węgla)"*.
A więc jest tego nielubianego przez „zielonych", ale pożytecznego dla roślin gazu jest w atmosferze 3 200 mld ton, czyli 3 200 Gt CO_2 i zawiera on około 870 Gt węgla.
„Unikane" co roku - dzięki EJ – te 60 Gt CO_2 **stanowi zatem tylko 1,875 % tego**, co wisi cały czas w atmosferze ziemskiej.

Obliczmy jeszcze do dalszego porównania przelicznik/proporcję CO_2 do C (węgla): 3 200 Gt CO_2 / 870 Gt C = **3,67816092**
Bo będzie to nam za chwilę bardzo potrzebne, do jakże ważnego przeliczenia kolejnych ważnych danych podawanych przez Wikipedię.

Idźmy więc dalej. Wikipwdia podpowiada nam dalej - na przywołanej stronie, że:
„Opracowany przez Earth System Science Data globalny budżet węgla wskazuje, że w dziesięcioleciu 2008–2017 przepływy dwutlenku węgla w przeliczeniu na zawarty w nich węgiel i obliczona zmiana jego ilości w atmosferze wyniosły:

- *emisje CO2 ze spalania z paliw kopalnych (EFF) – 9,4 ± 0,5 GtC/rok,*
- *emisje wynikające z użytkowania gruntów i zmiany użytkowania gruntów (ELUC) – 1,5 ± 0,7 GtC/rok,*
- *pochłanianie CO2 przez ocean (SOCEAN) – 2,4 ± 0,5 GtC/rok*
- *pochłanianie CO2 na lądach (SLAND) – 3,2 ± 0,8 GtC/rok,*
- *zmiana ilości dwutlenku węgla w atmosferze (GATM) – 4,7 ± 0,02 GtC/rok,*

Nierównowaga budżetu węgla (BIM) jest różnicą między szacowanymi całkowitymi emisjami a szacowanymi zmianami w atmosferze, przepływami do oceanu i biosfery lądowej, jest miarą niedoskonałych danych i zrozumienia współczesnego cyklu węglowego*.*

BIM = EFF + ELUC – GATM – SLAND – SOCEAN

Uwzględniając dokładności danych, powyższy bilans wykazuje niezrównoważenie równe 0,5 GtC/rok. Wskazuje to na zawyżenie emisji lub niedoszacowanie pochłaniania. ***Budżet dla roku 2017 podaje wartości****:*
EFF – 9,9±0,5 GtC/rok, ELUC – 1,4±0,7 GtC/rok, GATM – 4,6±0,2 GtC/rok, SOCEAN – 2,5±0,5 GtC/rok, SLAND – 3,8±0,8 GtC/rok,
a BIM = + 0,3 Gt C / rok *(*kom. autora - czyli wg. Wikipedii PRZYBYŁO*)*
Porównanie roku z dziesięcioleciem wskazuje na znaczący wzrost emisji ze spalania kopalnych źródeł energii."
Koniec cyt. z Wikipedii.

I teraz rzecz najciekawsza, z której większość ludzi nie zdaje sobie sprawy. Jest ona jednak najważniejsza dla każdego technika a nazywa się TOLERANCJA POMIARÓW.

Uwzględnijmy więc tolerancję pomiarów/szacunków w podanych wynikach, tak dla odchyłki (+) jak i dla (-) jako, że są one tu równoważne i wyciągnijmy wnioski.
Przyjmijmy dwie pierwsze tolerancje od strony (-) tj. -0,5 i -0,7 zaś 3 pozostałe na (+) tj. +0,2, +0,5, +0,8, i obliczmy BIM:
EFF = 9,9 ±0,5 GtC/rok = 9,9 – 0,5 = 9,4
ELUC = 1,4 ±0,7 GtC/rok = 1,4 – 0,7 = 0,7
GATM = 4,6 ±0,2 GtC/rok = 4,6 + 0,2 = 4,8
SOCEAN = 2,5 ±0,5 GtC/rok = 2,5 + 0,5 = 3,0
SLAND = 3,8 ±0,8 GtC/rok = 3,8 + 0,8 = 4,6
BIM = EFF + ELUC – GATM – SLAND – SOCEAN = 9,4 + 0,7 – 4,8 – 3,0 – 4,6 = **– 2,3 Gt C / rok, (czyli jednak UBYŁO!)**

Skoro Wikipedia podała tolerancje, to powinna podać wynik w postaci przedziału [od – do]. Jednak to by się kłóciło z ich przesłaniem, że „cały czas pozim węgla C / rok rośnie. A tu z ich pomiarów wynika, że maleje. I tak to się wkopali ci manipulatorzy, niepomni na zasady dyscypliny naukowej zwanej metrologią. Nota bene jak się zsumuje podane przez nich wartości z tolerancją „0" czyli 9,9 + 1,4 - 4,6 - 2,5 - 3,8 = 0,4. Mamy wynik 0,4 a nie 0,3 jak podaje Wikipedia, więc nawet dodawać nie umieja.

Przeliczmy teraz „uniknięte" w ostatnich 50 latach „dzięki energetyce jądrowej" około 55 - 60 Gt CO_2 / 50 lat na sam węgiel, aby móc porównać z BIM podawanym przez Wikipedię. Mamy już wyliczone „uniknięcie" CO_2 na rok równe **1,2 Gt CO_2/rok**. Przeliczając to na sam węgiel, mamy: 1,2 Gt CO_2/rok / 3,67816092 = **0,32625 Gt C / rok. „Uniknięto"** więc **0,32625 Gt C / rok.**

Skoro wszystkie emisje na ziemskim globie to: EFF = **9,9** ±0,5 **Gt C/rok** i ELUC = **1,4** ±0,7 **Gt C/rok** czyli **11,3 Gt C/rok** łącznie, to jakie ma to znaczenie, że elektrownie jądrowe mogły „uniknąć" **0,32625 Gt C/rok**?
Uniknęły zatem 2,887% od całej emisji i tyle. Ale to nie wszystko. Znacznie ciekawsze jest zakryte przed oczami zwykłego śmiertelnika.
Tolerancja pomiaru tych 11,3 Gt C/rok w Wikipedii jest równa: 1 + 1,4 Gt C/rok = 2,4 Gt C/rok, bo jest sumą tolerancji dwóch wartości a więc dwóch przedziałów wartości [-05 do 0,5] + [-0,7 do 0,7] = [2,4].
Tak więc jakie znaczenie ma „uniknięte" przez elektrownie atomowe 0,33 Gt C/rok ? „Uniknięte" przez elektrownie atomowe 0,33 Gt C/rok to tylko 13,6 % tolerancji samego pomiaru podawanego przez Wikipedię!
Kak na dłoni widać, że te 55 – 60 Gt CO_2 / 50 lat to jest niewiarygodna manipulacja i tyle!

Sprostowanie:
Po programie w telewizji internetowej wRealu24, pod trochę niefortunnym tytułem „*Okłamują nas na prądzie! Kto chce zabić polską energetykę? Kłamstwo z CO_2 na ogromną skalę!*” (tu źródło: https://www.youtube.com/watch?v=tGyUp5N3uOw)

(Tak nawiasem to ten powyższy tytuł był fatalny:
- bo ani nas „nie okłamują na prądzie”
- bo nikt nie chce „zabić” polskiej energetyki tylko jeśli już to ją zniszczyć
- i z tą skalą też nie najlepiej, bo lepiej byłoby użyć słów jak powszechne kłamstwo, kłamstwo założycielskie CO_2)

komentator „Skuryginow” zwrócił mi uwagę, że:

> „*Dzień dobry, w 10:19 podaje pan, że w dokumencie "Program polskiej energetyki jądrowej" napisano, że w ciągu 50 lat dzięki elektrowniom jądrowym uniknięto emisji około 5 560 Gt CO2, używając tych danych doszedł pan do wniosku że dokument kłamie. Problem w tym, że w tym dokumencie jest napisane "od 55 do 60 Gt CO2" (dokument jest dostępny publicznie, zachęcam do zweryfikowania), czyli około 100 razy mniej niż w pana wyliczeniach.*”

Odpisałem, że ma rację i, że przepraszam Wszystkich za ten mój błąd. Sprawdziłem skąd się pojawił. Niestety, skopiowanie do schowka fragmentu tego rządowego dokumentu
(tu źródło: http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WMP20200000946/O/M20200946.pdf)
powoduje w skopiowanym tekście dokumentu – nie wiedzieć czemu - usunięcie myślnika między 55-60.
Zamiast źródłowego tekstu (*w ciągu ostatnich 50 lat uniknięto około 55-60 Gt CO_2*) w kopii było (*w ciągu ostatnich 50 lat uniknięto około 5560 Gt CO_2*). I tak powstał ten błąd. Pierwszy raz z tym się spotkałem. Zawsze sprawdzam 2 -3 razy, ale pisałem to w nocy przed nagraniem i z pośpiechu przeoczyłem. Moja wina.
Zaraz też na portalu wRealu24 przeprosiłem autorów tego dokumentu "Program polskiej energetyki jądrowej" w komentarzach pod tym nagraniem a w tym opracowaniu to poprawiłem.
Tak nawiasem to potrzebowałem tylko niewielkie fragmenty tego tekstu skopiowanego z tego dokumentu w pdf, które potrzebowałem wstawić do opracowania i nie sprawdziłem tego co skopiowałem w pdf-owym źródle, co zwykle robię. Nie przyszło mi do głowy, że został pominięty myślnik. Tak więc przepraszam Rząd i Ministra Klimatu za tę moją ewidentną pomyłkę w wykonaniu funkcji Ctrl+F systemu Windows XP i dziękuję Komentatorowi „Skuryginow” za cenną uwagę – jego sprostowanie. Koniec sprostowania.

Niestety, po przeprosinach **muszę tę moją wypowiedź uzupełnić poprawnymi danymi, które nie są wcale śmieszne**.
PO PONOWNYM PRZELICZENIU **DLA DANYCH 55 - 60 Gt CO_2 / 50 lat**, SYTUACJA DLA TEGO RZĄDOWEGO RAPORTU WCALE SIĘ NIE POLEPSZYŁA TYLKO POGORSZYŁA. I TO ZNACZNIE.
Pogorszyła się, ponieważ te błędnie podane przeze mnie - bez myślnika 5560 Gt CO2 / 50 lat - można było jeszcze od biedy potraktować jako pomyłkę piszącego raport, chęć „podrasowania” tego ich „uniknięcia”. Przy prawidłowych danych **55 - 60 Gt CO_2 / 50 lat** jest znacznie gorzej ponieważ, gdy przyjmiemy prawidłową wartość podaną w tym programie wieloletnim pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej” równą 60 Gt CO2 / 50 lat to mamy taką oto manipulację (która tym bardziej wygląda na, i głupią, i zamierzoną.

Przeliczmy teraz „uniknięte” w ostatnich 50 latach „dzięki energetyce jądrowej” około 55 - 60 Gt CO2 / 50 lat – jak podaje Minister Klimatu - na węgiel, aby móc porównać z BIM podawanym w Wikipedii we wskazanym wyżej źródle. Weźmy uczciwie tę większą wartość czyli **60 Gt CO_2 / 50 lat**, żeby z mojej strony nie wyglądało na naciąganie danych.
Wyliczone „uniknięcie” CO_2 z tych już prawidłowych 60 Gt CO_2 / 50 lat na rok jest równe **1,2 Gt CO_2/rok**.
Przeliczając na sam węgiel, mamy: 1,2 Gt CO_2/rok / 3,67816092 = **0,32625 Gt C / rok**.
Skoro wg Wikipedii wszystkie emisje na ziemskim globie tj. EFF = 9,9 **±0,5** Gt C/rok i ELUC = 1,4 **±0,7** Gt C/rok są równe **11,3 Gt C/rok** łącznie, to jakie ma to znaczenie, że elektrownie jądrowe mogły „uniknąć” **0,32625 Gt C/rok**?
Uniknęły jedynie 2,89% całej emisji i tyle. Mało tego!
Podana w Wikipedii tolerancja pomiaru **±0,5** Gt C/rok i **±0,7** Gt C/rok tych **11,3 Gt C/rok** jest równa łącznie: 2x 0,5 + 2x 0,7 Gt C/rok = **2,4 Gt C/rok**, **bo jest sumą tolerancji dwóch wartości a więc dwóch przedziałów wartości [-05 do 0,5] + [-0,7 do 0,7] = [2,4].**
Jakie znaczenie ma „uniknięte” przez elektrownie atomowe **0,33 Gt C/rok** kiedy tolerancja samego pomiaru mieści się w przedziale **2,4 Gt C/rok**?
„Uniknięte” przez elektrownie atomowe 0,33 Gt C/rok **to tylko 13,6 % tolerancji pomiaru** podawanego przez Wikipedię! Dane zawierające się w przedziale tolerancji - jako takie - NIE MAJĄ ZNACZENIA!
Jest to więc dalej niewiarygodna manipulacja tylko teraz jawiąca się jako ewidentnie celowa!
Jest jeszcze znacznie gorzej w tym dokumencie rządowym niż wyszło w tej mojej omyłkowej wypowiedzi. Była to więc moja, ale tzw. "błogosławiona wina".
(koniec sprostowania)

Jest to dalszy ciąg kłamstwa założycielskiego tych łgarzy od „Zielonego Ładu” zwanego Kłamstwem CO_2.
Jest i owszem wzrost CO_2, ale nie w atmosferze ziemskiej, ale w ich nieudolnych manipulacjach, które można jak widać zweryfikować w 10 minut.

Jaką wartość mają kolejne słowa „*programu wieloletniego*” Ministra Klimatu pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej” w świetle tego załozycielskiego kłamstwa „Zielono Ładowców”, cyt.:
„*Według Podsumowania dla Decydentów raportu opracowanego przez Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC) energetyka jądrowa jest bardzo ważnym elementem przeciwdziałania zmianom klimatu. (Summary for Policymakers. Global Warming of 1.5°C, an IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above preindustrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty, 2018.)*”[**za tłumaczem Google**: *Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (IPCC) energetyka jądrowa jest bardzo ważne, przeciwdziałania zmianom klimatu. (Podsumowanie dla decydentów. Globalne ocieplenie o 1,5 ° C,*

raport specjalny IPCC dotyczący skutków globalnego ocieplenia o 1,5 ° C powyżej poziomów przedindustrialnych i powiązanych ścieżek globalnej emisji gazów cieplarnianych, w kontekście wzmocnienia globalnej reakcji na zagrożenie klimatyczne zmiana, zrównoważony rozwój i wysiłki na rzecz eliminacji ubóstwa, 2018]

ŻADNEJ wartości nie mają! Oni nawet kłamać nie umieją, że tu chodzi wyłącznie o zniszczenie polskiej energetyki.

Po pokazaniu ogólnego zarysu niszczenia polskiej energetyki w czterech ministerialnych scenariuszach, przejdźmy do szczegółów w najnowszym dokumencie rządowym „Program polskiej energetyki jądrowej". Omówimy je na sposób odniesień do wybranych cytatów z tego dokumentu rządowego. I tak mamy:

1. str. 5 „*Celem Programu polskiej energetyki jądrowej (Program PEJ) jest budowa oraz oddanie do eksploatacji w Polsce elektrowni jądrowych o łącznej mocy zainstalowanej od ok. 6 do ok. 9 GWe w oparciu o sprawdzone, wielkoskalowe, wodne ciśnieniowe reaktory jądrowe generacji lll(+).*
 Od przyjęcia pierwszej wersji Programu PEJ w 2014 r.1 uzasadnienie do wdrożenia energetyki jądrowej nie zmieniło się. Opiera się ono na trzech filarach: bezpieczeństwo energetyczne, klimat i środowisko, ekonomia."

Komentarz autora:
Bezpieczeństwo energetyczne – co by przez to nie rozumieć – jest znacznie mniejsze w przypadku posiadania EJ niż w przypadku posiadania elektrowni węglowych którę zresztą mamy, **wpływu na klimat nie ma żadna z elektrowni na całej Ziemi, bez względu na jej typ**, co do środowiska to najlepiej widać wpływ EJ na środowisko Elektrowni Atomowej w Czarnobylu i Elektrowni Atomowej Fukushima Nr 1, zaś jeśli chodzi o ekonomię to energia z nowoczesnych bloków węglowych-nadkrytycznych jest kilkukrotnie tańsza niż z elektrowni atomowych jak też podobnie jest z ich budową. EW są kilkukrotnie tańsze od EJ i co też jest wazne są budowane kilka razy szybciej (ok. 3x).

Na temat „bezpieczeństwa" najnowocześniejszych reaktorów zacytuję kilka fragmentów z „BEZPIECZENSTWO JADROWE I OCHRONA RADIOLOGICZNA", Wydawca: PANSTWOWA AGENCJA ATOMISTYKI, ISSN 2353-9062 gdzie w rozdziale „Bezpieczehstwo elektrowni jądrowych z reaktorami generacji III/III+", „Część II: Głowne cechy bezpieczehstwa EJ z reaktorami generacji III+" czytamy 4 fragmenty, cyt.:

„*Moc cieplna rdzenia reaktora wynosi 4500 MWt, a maksymalna moc elektryczna netto bloku energetycznego z reaktorem EPR wynosi ok. 1650 MWe.*(**uwaga od autora Opracowania: sprawność tylko 36 %**) *Obieg chłodzenia reaktora EPR składa się z czterech pętli.*
Zastosowano w nim szereg rozwiązań zapewniających bezpieczeństwo nie tylko przy normalnej eksploatacji i podczas awarii projektowych oraz w razie wystąpienia skrajnych zagrożeń zewnętrznych, lecz ***także zabezpieczających przed uszkodzeniem obudowy bezpieczeństwa w przypadku ciężkich awarii ze stopieniem rdzenia***."

„*Rozwiązania projektowe zastosowane w EPR zapewniają:*
1. ***praktyczne wykluczenie*** *sytuacji mogących skutkować dużymi wczesnymi uwolnieniami substancji promieniotwórczych, jak:*
• ***stopienie rdzenia przy wysokim ciśnieniu****,*
• ***wysokoenergetyczna interakcja stopionego rdzenia z wodą****,*
• ***wybuch wodoru w obudowie bezpieczeństwa****,*
• *ominięcie obudowy bezpieczeństwa;*
2. utrzymanie integralności obudowy bezpieczeństwa reaktora, ***w razie stopienia rdzenia przy niskim ciśnieniu i przetopieniu zbiornika reaktora****, przez:*
• ***utrzymanie i stabilizację stopionego rdzenia wewnątrz obudowy bezpieczeństwa****,*
• ***zapewnienie chłodzenia stopionego rdzenia****;*
3. praktyczne wykluczenie wczesnych i dużych uwolnień substancji promieniotwórczych do otoczenia."

„*System awaryjnego chłodzenia reaktora składa się z 4 oddzielnych i niezależnych podsystemów (redundancja „4x"), przy czym wydajność pojedynczego systemu jest wystarczająca do zalania rdzenia i wychłodzenia reaktora po awarii związanej z ucieczką chłodziwa.*
Na rysunku 2 schematycznie pokazano także ***system zraszania obudowy bezpieczeństwa, który w razie ciężkiej awarii*** *służy do chłodzenia obudowy bezpieczeństwa i usuwania z jej atmosfery radioaktywnych aerozoli.*
Ponadto, reaktor EPR wyposażony jest w system zrzutu ciśnienia w obiegu chłodzenia (rys. 3), ułatwiający dostarczanie wody do rdzenia przez ***niskociśnieniowy system „wtrysku bezpieczeństwa" i zapobiegający stopieniu rdzenia przy wysokim ciśnieniu, co mogłoby skutkować wytryskiem materiału stopionego rdzenia do obudowy bezpieczeństwa reaktora i jego dyspersją wewnątrz obudowy, prowadzącą do jej bezpośredniego grzania przez materiał stopionego rdzenia. Obudowa bezpieczeństwa mogłaby ulec uszkodzeniu wskutek tego bezpośredniego grzania przez materiał stopionego rdzenia albo działania odłamków powstałych w razie rozerwania zbiornika ciśnieniowego reaktora spowodowanego wysokim ciśnieniem***."

„*Obudowa bezpieczeństwa wyposażona jest w szczelne przepusty, przejścia i śluzy, zaś wszystkie rurociągi przechodzące przez obudowę mają podwójne, szybko działające i niezależne zawory odcinające, które zapewniają jej automatyczną izolację od otoczenia w razie awarii.*
Na dole obudowy znajduje się duży zbiornik zapasu wody - IRWST (~1900 m3) oraz ***tzw. chwytacz rdzenia - służący do ochrony obudowy przed uszkodzeniem w razie ciężkiej awarii (przez materiał stopionego rdzenia, po przetopieniu dna zbiornika reaktora)***."

Jak widać tylko z tych cytatów stopienie rdzenia jest możliwe skoro stosuje się tyle zabezpieczeń. W technice jest tak jak coś jest możliwe to kiwdyś stanie się realne.
Takie to jest jak widać bezpieczeństwo reaktora jądrowego.

Zwykły człowiek na którego prawo do informacji powołują się w tym ministerialnym raporcie rozumuje tak: „skoro jest tyle zabezpieczeń to jest bezpiecznie" a jest akurat odwrotnie. Jest tyle zabezpieczeń, bo grozi stopienie reaktora i wybuch ja w Czarnobylu. A zabezpieczenia to tylko zabezpieczenia. Taka jest prawda.

2. str. 5 „*Energetyka jądrowa, z uwagi na nawet ponad 80 letni okres pracy instalacji jest też ważną inwestycją dzięki której realizowana jest solidarność międzypokoleniowa.*"

Komentarz autora:
Nonsens. W Elektrowni Jądrowej im. Alvina W. Vogtle dwa pierwsze bloki EJ Vogtle powstały w latach siedemdziesiątych i osiemdziesiątych z wykorzystaniem reaktorów firmy Westinghouse II generacji. Te bloki 1 i 2 zostały ukończone odpowiednio w 1987 i 1989 r. W roku 2009 amerykańska Nuclear Regulatory Commission przedłużyła licencję na użytkowanie bloków 1 i 2 Elektrowni Jądrowej Vogtte o dodatkowe 20 lat: do 16 stycznia 2047 r. dla bloku 1 oraz do 9 lutego 2049 r. dla bloku 2. A więc przedłużyła na papierze „okres eksploatacji do 60 lat" a nie „okres pracy 80".
Co do czynnika związanego z „czasem życia" bloku EJ, zbiornik reaktora najnowszej III generacji AP1000 zaprojektowano na okres eksploatacji 60 lat. Przekłada się to na okres eksploatacji całego bloku. A więc w przyszłości 60 lat a nie 80. Na razie 40.
Np. w Ignalińskiej Elektrowni Jądrowej, drugi pracujący reaktor, typu RBMK-1500, o maksymalnej mocy 1500 MW, został zamknięty 31 grudnia 2009. Był to reaktor pracujący od 1987. Pierwszy zamknięto wcześniej. Prace nad budową pierwszego reaktora rozpoczęto w 1977 i zakończono przyłączeniem do sieci 31 grudnia 1983. 20 sierpnia 1987 przyłączono do sieci drugi reaktor. **A więc 22 lata a nie 80! Ministrze Kurtyka, przenierza Morawiecki 22 lata!**
Owszem, rośnie też czas eksploatacji elektrowni atomowych. Pierwotnie ich czas życia przewidywano na 25 do 40 lat, jednak ekspertyzy techniczne wykazały, że po gruntownej modernizacji, mogą niektóre z nich działać przez 60 lat (w USA), ale nie 80. A do tego ten pusty odlot nowo-mowy: „*solidarność międzypokoleniowa*". Co to ma znaczyć?

3. str. 7 i 8 „***Wdrożenie energetyki jądrowej w Polsce przyczyni się znacząco do podniesienia poziomu bezpieczeństwa energetycznego państwa*** *oraz umożliwi zastąpienie starzejących się wysokoemisyjnych bloków węglowych, pracujących w podstawie obciążenia systemu, nowymi jednostkami bezemisyjnymi*[4]*. W szczególności energetyka jądrowa spowoduje zwiększenie poziomu dywersyfikacji zarówno bazy paliwowej w elektroenergetyce, jak i kierunków dostaw nośników energii pierwotnej. Paliwo jądrowe umożliwi również dywersyfikację kierunków dostaw nośników energii pierwotnej poprzez jego zakup* ***od państw należących do NATO*** *lub innych stabilnych politycznie i o ugruntowanej gospodarce rynkowej, z którymi Polskę tęczę dobre relacje.* "

Komentarz autora:
Słowo wytrych – bezpieczeństwo energetyczne, dywersyfikacja ... **Jak można podnieść bezpieczeństwo państwa poprzez zakupy uranu za granicą mogąc korzystać z rodzimego węgla? Po co dywersyfikować cokolwiek jak mamy na miejscu polski węgiel? Nonsens. I co tu ma NATO z tym wspólnego?** Paliwo jądrowe jak każdy towar kupuje się tam gdzie jest tanio i dobrej jakości. Jak są spokojne czasy oczywiście. Węgiel jest w Polsce od zawsze i nikt go nawet nie ukradnie, bo jest pod ziemią. Zupełne nonsensy jakieś w wydaniu tej nowo-mowy zielono-ładowej do której logika tak pasuje jak do kury astronomia.

4. str. 8 „***UE powoduje, iż stare jednostki wytwórcze opalane węglem kamiennym lub brunatnym muszą zostać zastąpione nowymi, bezemisyjnymi****, stabilnymi i dyspozycyjnymi źródłami energii. Prognozy operatora systemu przesyłowego wskazuję, że* ***największe odstawienia będę miały miejsce w latach 2030-2040****. Program PEJ zakłada, że właśnie w tym okresie zostanę uruchomione pierwsze bloki jądrowe, które będę pracowały w podstawie obciążenia krajowego systemu elektroenergetycznego.* ***Budowa bloków jądrowych, umożliwi realizację celu neutralności klimatycznej zgodnie z postanowieniami porozumienia paryskiego*** *[****Porozumienie paryskie do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzonej w Nowym lorku dnia 9 maja 1992 r., przyjęte w Paryżu dnia 12 grudnia 2015 r. (Dz. U. z 2017 r. poz. 36).****] (emisje* $C0_2$*), pozytywnie wpłynie na gospodarkę (brak wysokich kosztów zakupu uprawnień do emisji* $C0_2$*, brak wysokich kosztów paliwa) oraz zwiększy bezpieczeństwo energetyczne Polski poprzez dywersyfikację źródeł energii oraz* ***zmniejszenie zależności od importu nośników energii****. W kontekście UE, bezemisyjna energetyka oparta na paliwie jądrowym* ***pozwala na osiągnięcie ambitnych celów redukcji emisji gazów cieplarnianych*** *i nie jest obłożona kosztem emisji w ramach wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (EU-ETS).*"

Komentarz autora:
No proszę „**UE powoduje**" a ponoć UE miała dawać pieniądze pełnymi garściami a okazało się, że tylko **powoduje**. A do tego w tle to ONZ, które zamiast zająć się Palestyną i gehenną tamtych ludzi **do czego było powołane**, to zajmuje się CO_2 i aborcją. Twarz ONZ to aborcja i CO_2. Poniżej prezentuję „***Kalendarz uzgodnień strategii ONZ***" za:
https://pl.wikipedia.org/wiki/Dwutlenek_w%C4%99gla_w_atmosferze_Ziemi

„1972 – Konferencja sztokholmska ONZ i UNEP
1988 – powołanie Międzynarodowego Zespołu ds. Zmian Klimatu (IPCC)
1989 – publikacja I raportu IPPC – pierwszego międzynarodowego porozumienia w sprawie zmian klimatu (podstawa do negocjacji Ramowej Konwencji ONZ)
1992 – Szczyt Ziemi 1992 w Rio de Janeiro i podpisanie Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, która weszła w życie w 1994 roku, po ratyfikacji przez 50 krajów.

Od 1995 roku odbywają się coroczne spotkania sygnatariuszy i obserwatorów konwencji – Konferencje stron (Conferences of the Parties, COP), organizowane w czasie kolejnych Konferencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, na których są opracowywane szczegóły dotyczące realizacji wspólnych postanowień oraz plany dalszych działań. Przedmiotem negocjacji są m.in. warunki handlu uprawnieniami do emisji, który uznano za ważny mechanizm działania.

Konferencje stron (Conferences of the Parties, COP)
COP-1, Berlin 1995
COP-2, Genewa 1996
COP-3, Kioto 1997
COP-4, Buenos Aires 1998
COP-5, Bonn 1999
COP-6, Haga 2000
COP-7, Marrakesz 2001
COP-8, Nowe Delhi 2002
COP-9, Mediolan 2003
COP-10, Buenos Aires 2004
COP-11, Montreal 2005
COP-12, Nairobi 2006
COP-13, Bali 2007
COP-14, Poznań 2008
COP-15, Kopenhaga 2009
COP-16, Cancún 2010
COP-17, Durban 2011
COP-18, Doha 2012
COP-19, Warszawa 2013
COP-20, Lima 2014
COP-21, Paryż 2015
COP-22, Marrakesz 2016
COP-23, Bonn 2017
COP-24, Katowice 2018 (**koszt tego lotniczego zlotu nieudaczników to 252 000 000 zł**.)

W programie Santiago Climate Change Conference (Santiago, grudzień 2019) znajduje się dwudziesta piąta konferencja stron (COP-25).
Spośród wymienionych spotkań wyróżnia się konferencję w Kioto (COP-3), której efektem był ***Protokół z Kioto (1997)****, rozwijający konwencję ramową z 1992 roku. Ustalenia spełniły oczekiwania tylko połowicznie.* ***Państwa rozwijające się nie zgodziły się na redukcję emisji, a przedstawiciele USA (25% światowej emisji CO2 w 1990 roku) stawiali warunek, że redukcję zadeklarują również państwa szybko rozwijające się (Chiny i Indie).***"
Zgodnie z wcześniejszymi zapowiedziami prezydenta USA Donalda Trumpa, Stany Zjednoczone rozpoczęły formalny, trwający rok proces wyjścia z Porozumienia paryskiego. Rozpoczęcie procedury wychodzenia z Porozumienia paryskiego ogłosił w poniedziałek, 4 listopada 2019 r. Fiksacja przywódców światowych na punkcie Porozumienia paryskiego to przejaw lekkomyślności i głupoty. Porozumienie to zakończy się nie tylko porażką, ale będzie ogromnie kosztowne i nie przyczyni się praktycznie do rozwiązania problemu zmian w klimacie - pisze duński ekspert Björn Lomborg.

UE miała dawać pieniądze pełnymi garściami a okazało się, że sprzedaje uprawnienia do emisji $C0_2$. I znowu jak jakaś mantra: zwiększy bezpieczeństwo energetyczne, dywersyfikację źródeł energii, zmniejszenie zależności od importu nośników energii ... **tak jakbyśmy nie mieli swego węgla**. No ale **najważniejsze jest dla Ministra Klimatu „osiągnięcie ambitnych celów redukcji emisji gazów cieplarnianych"**. Czyli **ambicja** za cenę setek miliardów roztrwonionych i zmarnowanych zł.

5. str. 8 „*Według Podsumowania dla Decydentów raportu opracowanego przez Międzyrzędowy Zespół ds. Zmian Klimatu (lntergovernmental Panel on Climate Chan-ge - IPCC) energetyka jądrowa jest bardzo ważnym elementem przeciwdziałania zmianom klimatu*[7].
   [7] *Summary for Policymakers.Global Warming of 1.5°C, an IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenho-use gaś emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty, 2018.*"

Komentarz autora:
No proszę, decydenci kierują się raportem opracowanym przez Międzyrzędowy Zespół ds. Zmian Klimatu!
Coś takiego! To w Polsce nie ma już ani jednego naukowca co ma pojęcie o CO^2? **Polska dalej papugą narodów**?

6. str. 8 „*Energetyka jądrowa, jako dysponowalne* ***źródło pracujące w podstawie obciążenia systemu elektroenergetycznego, wspólnie z dysponowalnymi mocami gazowymi pracującymi w szczytach umożliwi stabilne wprowadzanie odnawialnych źródeł energii (OZE) na masową skalę, co wspólnie wyznacza kierunek transformacji energetycznej i ma pomóc dosięgnąć cel neutralności klimatycznej. Bez energetyki jądrowej niemożliwym jest maksymalizacja wykorzystania OZE i dosięgnięcie optymalnej redukcji emisji z powodu konieczności znacznej rozbudowy generacji opartej o gaz ziemny***."

Komentarz autora:

No proszę jak odkryto karty. **Polskie elektrownie węglowe wymienią na jądrowe i gazowe a paliwo do nich kupią za granicą (w krajach NATO) bo tak im kazało ONZ. ONZ które miało zapewnić światu pokój i UE co to miał sypać kasą.** Ale niespodzianka.

7. str. 8 „***Doświadczenia takich państw jak Niemcy, ale też USA, czy Chiny pokazuję, że bez wykorzystania bezemisyjnych źródeł w podstawie systemu, wielkie nakłady na rozbudowę mocy OZE nie przynoszę pożądanych efektów redukcji emisji.*** *Z kolei przykłady dużych, uprzemysłowionych i wysokorozwiniętych państw takich jak Francja, Szwecja oraz regionów jak kanadyjska prowincja Ontario dowodzę, że energetyka jądrowa przyczynia się do skutecznej, szybkiej i głębokiej dekarbonizacji elektroenergetyki. We wszystkich tych przypadkach radykalnie zredukowano emisje do poziomu znacznie poniżej 100 kg C02/MWh opierając się głównie na energetyce jądrowej (Francja) lub na kombinacji energetyki jądrowej i* ***dużej energetyki wodnej (Szwecja, Ontario).”***

Komentarz autora:
Kolejne Wielkie Odkrycie Ministerstwa Klimatu jest takie, że fotowoltaika i wiatraki potrzebują 100 % rezerwowania elektrowniami, które potrafią produkować energię wtedy gdy jest ona potrzebna odbiorcy a nie wtedy gdy świeci słońce czy wieje wiatr. Nobel jak nic się chłopakom i dziewczynom należy w dziedzinie fizyki.
We Francji 70% energii elektrycznej uzyskiwane jest z EJ, bo Francja ma specjalne stosunki z Gabonem – byłą swoją kolonią – w którym są wielkie złoża uranu w Mounana . Językiem urzędowym Gabonu jest język francuski. W razie potrzeby Francja interweniuje zbrojnie w Gabonie jak np. w 1990 rok. Podobnie jest z monopolem Francji na wydobycie uranu w Nigrze. **I to jest przyczyna dlaczego we Francji jest 70 % energetyki w postaci EJ podobnie jak w Polsce 70 % elektrowni węglowych**.
Na temat „dużej energetyki wodnej w Szwecji i Ontario” nie będę się wypowiadał, bo komentowanie tego jest poniżej IQ ameby. **To się nazywa wykorzystaniem rodzimych źródeł energii a nie zamiłowaniem do OZE co sugeruje Ministerstwo Klimatu.**

8. str. 9 „*Łącznie, w tym dzięki bezemisyjności energetyki jądrowej, uniknięto 1,84 mln przedwczesnych zgonów w okresie od 1970 r. do 2009 r.*[13]*.*”

Komentarz autora:
Sprawdzamy źródło tej informacji [13]. **Jest to pseudonakuowa publikacja a te 1,84 przedwczesnych zgonów jest wzięte z sufitu.** Tu źródło tych pierwotnych mądrości: https://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/es3051197

9. str. 9 „*Energetyka jądrowa to także bardzo małe zużycie betonu i stali na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej*[14]*, oszczędność cennych surowców: metali ziem rzadkich i srebra wykorzystywanych w technologiach źródeł energii OZE*[15]*, najmniejsze wykorzystanie powierzchni na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej*[16] *oraz nawet 80-100 letni okres sprawnej eksploatacji*[17]*.*”

Komentarz autora:
Tym razem okres eksploatacji wzrósł do 100 lat.
„*W Stanach Zjednoczonych tylko cztery z 36 zamkniętych jednostek – jedna na dziewięć – osiągnęły 40 lat pracy; reaktor Vermont Yankee został zamknięty w grudniu 2014 roku, osiągając wiek 42 lat; Fort Calhoun – w październiku 2016 roku, po 43 latach eksploatacji; Oyster Creek (najstarszy amerykański reaktor) – we wrześniu 2018 roku, w wieku 49 lat, oraz Pilgrim – w maju 2019 roku, po 47 latach eksploatacji. Wszystkie cztery uzyskały pozwolenie na eksploatację przez okres do 60 lat, jednak zostały zamknięte głównie z powodów ekonomicznych. Innymi słowy, co najmniej jedna czwarta reaktorów podłączonych do sieci w Stanach Zjednoczonych nigdy nie osiągnęła planowanego przez projektantów wieku 40 lat.*
We Francji, gdzie pierwszy z funkcjonujących wodnych reaktorów ciśnieniowych (PWR) uruchomiono w 1977 roku, reaktory muszą co dziesięć lat przechodzić gruntowną kontrolę oraz testy, które przeprowadzane są według zaostrzonych kryteriów bezpieczeństwa.
Francuskie reaktory pracują średnio 34,4 lata, i większość z nich przeszła procedurę Francuskiej Agencji Bezpieczeństwa Atomowego (French Nuclear Safety Authority – ASN) badającej każdy reaktor, co pozwala na ich eksploatację instalacji przez okres do 40 lat, czyli limit wieku określony przy projektowaniu tych inwestycji.
Poza tym, przedłużenie okresu eksploatacji jednostki jądrowej powyżej 40 lat, wymaga we Francji przeprowadzenia konsultacji publicznych w konkretnej lokalizacji.” – źródło: **Raport o stanie światowego przemysłu jądrowego 2019 WYBÓR FRAGMENTÓW** (Tytuł wydania oryginalnego: The World Nuclear Industry Status Report 2019) – autorzy: Mycle Schneider, Antony Froggatt.

Sprawdzamy źródło [17]. [EJ Turkey Point w USA, bloki nr 3 i 4, EJ Peach Bottom w USA, bloki nr 2 i 3. Ponadto do NRC złożone zostały wnioski o wydłużenie eksploatacji do 80 latdla: E] Surry bloki nr l i 2, E] North Anna bloki nr l i 2 oraz E] Oconee bloki nr l, 2 i 3.]
I co mamy? „*Amerykańska Komisja Regulacji Jądrowych (NRC) zatwierdziła wniosek operatora Florida Power & Light (FPL) o przedłużenia licencji na kolejne 20 lat dla jednostek 3 i 4 w EJ Turkey Point. Organ regulacyjny po raz pierwszy wydał licencje zezwalające reaktorom jądrowym na działanie do 80 lat.*
Początkowo posiadały one licencję na eksploatację przez okres do 40 lat. W 2002 r. NRC wydała odnowione licencje na kolejne 20 lat eksploatacji dla każdej jednostki.
W dniu 30 stycznia 2018 r. FPL złożył wniosek o przedłużenie licencji na kolejne 20 lat działalności. W piśmie z dnia 4 grudnia NRC powiadomił FPL o wydaniu odnowionych licencji, które wygasają dla bloków Turkey Point 3 i 4 odpowiednio 19 lipca 2052 r. i 10 kwietnia 2053 r.
Według amerykańskiego Departamentu Energii ***około 20 reaktorów jest planowanych do działania do 80 lat****, przy czym*

oczekuje się, że w przyszłości będzie ich więcej w miarę zbliżania się do terminu zakończenia licencji.” - https://www.cire.pl/item,190618,1,0,0,0,0,0,pierwsza-elektrownia-jadrowa-z-licencja-na-80-lat-pracy.html

A tak nawiasem to Turkey Point, Floryda została uszkodzona przez Huragan Andrew. Nie podano też, że „*Pomimo tych spektakularnych wyników osiąganych w energetyce jądrowej **9 reaktorów zostało wyłączonych od 2013 r. przed terminem wygaśnięcia ich licencji z powodu trudnych warunków rynkowych, a kolejne 8 jednostek ma zostać wycofanych do 2025 r**.*”. Tu źródło: https://www.cire.pl/item,189846,1,0,0,0,0,0,elektrownie-jadrowe-w-usa-udowadniaja-ze-wiek-w-rzeczywistosci-to-tylko-liczba.html

Jako ciekawostkę podam, że: „ On February 26, 2008, **both reactors were shut down due to the loss of off-site power during a widespread power outage in South Florida**, affecting 700,000 customers.”. Tu źródło: https://en.wikipedia.org/wiki/Turkey_Point_Nuclear_Generating_Station
„**Oba reaktory zostały wyłączone z powodu utraty zasilania zewnętrznego podczas powszechnej przerwy w zasilaniu w południowej Florydzie**”. A więc wystąpiła sytuacja jak w piosneczce Wałów Jagielońskich: „elektrownie czekają na prąd”. Po prostu śmieszna jest ta energetyka w Stanach Zjednoczonych.

10. str. 10 „*Elektrociepłownia jądrowa to jedyna bezemisyjna technologia produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, co ma znaczenie zwłaszcza w przypadku państw z licznymi systemami ciepłowniczymi*[20]*.*”

Komentarz autora:
Pomysł z tym systemem ciepłowniczym z EJ jest tak wybitny, że można się spodziewać budowy pierwszej EJ w centrum Krakowa. To miasto naprawdę potrzebuje jądrowego systemu ciepłowniczego.

11. str. 10 „*Budowane obecnie duże reaktory lekko-wodne charakteryzuję się wysokimi parametrami bezpieczeństwa uwzględniającymi doświadczenia z awarii w Three Mile Island (1979) oraz Czarnobylu (1986) i Fukushimie (2011). **Zapewniają one bezpieczeństwo** w razie wystąpienia różnorodnych zdarzeń wewnętrznych, niesprawności lub uszkodzeń systemów lub urządzeń, **błędów personelu oraz skrajnych zdarzeń lub zagrożeń zewnętrznych**. W szczególności są one wyposażone w obudowy bezpieczeństwa odporne na warunki awaryjne, oraz skrajne zagrożenia powodowane przez człowieka, takie jak uderzenie dużego samolotu pasażerskiego lub wybuchy, jak również na różne skrajne zagrożenia naturalne. W efekcie **znaczące skutki radiacyjne nawet** (bardzo mało-prawdopodobnych) **ciężkich awarii ze stopieniem rdzenia reaktora byłyby ograniczone do bliskiego otoczenia elektrowni, a ponadto ograniczone w czasie**.*”

Komentarz autora:
Można tylko zwrócić uwagę, że EJ w Three Mile Island, Czarnobylu i Fukushimie też miały systemy bezpieczeństwa **które gwarantowały** .... ***Zapewniają one bezpieczeństwo*** **takie jak kondom który też czasem pęka.**

12. str. 10 „*Polska posiada 60-letnie doświadczenie w bezpiecznym postępowaniu z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym z reaktorów badawczych, w tym z wykorzystaniem Krajowego Składowiska Odpadów Promieniotwórczych (KSOP)* ***w Różanie****.*”

Komentarz autora:
Pamiętam opowieści mego teścia na początku lat ’80 ubiegłego wieku (który mieszkał niedaleko od Różana) o tym **jak to niektórzy okoliczni mieszkańcy Różana pozyskują ołów na złom z KSOP w Różanie**. Tak więc wolne żarty z 60-letnim doświadczeniem w bezpiecznym postępowaniu z odpadami promieniotwórczymi w Różanie.

13. str. 11 „*Elektrownie słoneczne (fotowoltaiczne) i wiatrowe, zarówno lądowe, jak i morskie, wymagają rezerwowania stabilnymi i elastycznymi mocami bloków gazowych, elektrowni wodnych lub innych źródeł dysponowalnych.*”

Komentarz autora:
Po raz wtóry Wielkie Odkrycie Ministerstwa Klimatu jest takie, że fotowoltaika i wiatraki potrzebują 100 % rezerwowania elektrowniami, które potrafią produkować energię wtedy gdy jest ona potrzebna odbiorcy a nie wtedy gdy świeci słońce czy wieje wiatr. **Ale nie napiszą tego jawnym tekstem: konieczne rezerwowanie w 100 % mocy zainstalowanej które jest aktualnie w postaci elektrowni węglowych**. Może nie są „elastyczne”, bo kiedyś polscy inżynierowie nie zakładali zmian mocy bloków energetycznych w rytmie: są chmury - nie ma chmur – nie ma wiatru – jest słońce – są chmury – jest wiatr – nie ma chmur ...

14. str. 11 „*Większość obecnie pracujących EJ, ze spłaconym kapitałem, charakteryzuje się kosztami na poziomie 80-120 PLN/MWh*[22]*, a koszty te uwzględniają nie tylko koszty inwestorskie, ale również koszty bilansowania.*”

Komentarz autora:
Tak, tak. **Ze spłaconym kapitałem charakteryzuje się kosztami na poziomie 80-120 PLN/MWh a bez spłaconego kapitału co trwa np. 60 lat charakteryzuje się kosztami na poziomie 380-420 zł/MWh. Tak to mądrość**.

15. str. 12 „*Model taki musi spełniać szereg wymagań, w tym m.in. zgodność z prawem i dokumentami strategicznymi UE, zwłaszcza w zakresie wytyczonych kierunków rozwoju unijnego rynku energii w perspektywie 2050 roku i dalej (należy pamiętać, że bloki jądrowe zostaną uruchomione w latach 2033-2043 i **mogą pracować nawet 80-100 lat**).*”

Komentarz autora:

I znowu to samo: **trzeba zrobić UE dobrze a będzie dobrze przez 80 – 100 lat. I w koło to samo. Żadnych merytorycznych argumentów, bo takich nie ma!**

16. str. 13 „*Zachowanie kontroli nad spółką celową przez polski rząd zapewni bezpośrednią kontrolę nad procesem decyzyjnym Programu PEJ i umożliwi pełnienie skutecznego nadzoru właścicielskiego nad spółką realizującą inwestycje w energetykę jądrową. Ograniczy to również ryzyka wpływające na poziom kosztów finansowych w projekcie jądrowym, czego konsekwencją będzie niższy koszt kapitału inwestycyjnego* ***i docelowo niższa cena energii elektrycznej dla społeczeństwa****. Wpisuje się to w strategię zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego oraz pozwoli* ***zagwarantować, że EJ przyniosę korzyści całej gospodarce i całemu społeczeństwu****, a nie jedynie inwestorom.*"

Komentarz autora:
Akurat jest odwrotnie. **Wszystko co jest budowane prywatnie, jest przynajmniej o 40 % tańsze od tego co jest budowane przez państwo ale tylko PAŃSTWO zwykle finansuje coś o czym wszyscy wiedzą, że jest nieopłacalne. Prywaciarza na to nie stać!**
A jak minister Klimatu bredzi w tym swoim Raporcie, **to świadczy dokument wykonano na zamówienie Ministerstwa Energii** - Umowa nr 123/II/P/15004/4390/16/DEJ z dnia 21.11.2016 „**Aktualizacja analizy porównawczej kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii**", opracował zespół autorski w składzie: Hanna Mikołajuk, Mirosław Duda, Uroš Radović, Sławomir Skwierz, Michał Lewarski, Iwona Kowal - Warszawa, grudzień 2016 - z którego zaczerpnięto poniższą tabelę:

		Współczynnik wykorzystania mocy źródła CF					
		0	**0.2**	**0.4**	**0.6**	**0.8**	**1.0**
PC	stałe	x	104	52	35	26	21
	zmienne	x	50	50	50	50	50
	całkowite	**x**	**154**	**102**	**84**	**76**	**71**
PC+CCS	stałe	x	188	94	63	47	38
	zmienne	x	51	51	51	51	51
	całkowite	**x**	**239**	**145**	**114**	**98**	**89**
PL	stałe	x	119	59	40	30	24
	zmienne	x	50	50	50	50	50
	całkowite	**x**	**169**	**110**	**90**	**80**	**74**
PL+CCS	stałe	x	208	104	69	52	42
	zmienne	x	49	49	49	49	49
	całkowite	**x**	**257**	**153**	**118**	**101**	**91**
Nuclear III+	stałe	x	287	144	96	72	57
	zmienne	x	11	11	11	11	11
	całkowite	**x**	**298**	**154**	**107**	**83**	**68**
GT	stałe	x	24	12	8	6	5
	zmienne	x	112	112	112	112	112
	całkowite	**x**	**136**	**124**	**120**	**118**	**117**
GTCC	stałe	x	55	27	18	14	11
	zmienne	x	70	70	70	70	70
	całkowite	**x**	**125**	**97**	**88**	**84**	**81**
IGCC_C	stałe	x	160	80	53	40	32
	zmienne	x	52	52	52	52	52
	całkowite	**x**	**212**	**132**	**105**	**92**	**84**
IGCC_C+CCS	stałe	x	212	106	71	53	42
	zmienne	x	47	47	47	47	47
	całkowite	**x**	**259**	**153**	**117**	**100**	**89**
BM	stałe	x	161	80	54	40	32
	zmienne	x	74	74	74	74	74
	całkowite	**x**	**235**	**155**	**128**	**114**	**106**

Tab. 16.24.A. (Tab.5.1. ze strony 75 przywołanego dokumentu) Zawiera uśrednione **jednostkowe koszty wytwarzania energii w źródłach, które byłyby uruchamiane około 2020 r.** w podziale na koszty stałe i zmienne [€'2015/MWh].
Współczynnik wykorzystania mocy źródła w systemie w skali rocznej (CF - Capacity Factor).
(Et = Moc netto[MW]* 8760[h]*CF/100, gdzie CF – współczynnik wykorzystania mocy źródła (capacity factor) [%])
Dla współczynnika wykorzystania mocy CF = 0,2 elektrownie jądrowe produkują energię najdrożej ze wszystkich elektrowni, **po 298 €/MWh** czyli po **298 €/MWh x 4,5137 zł/€ = 1 345,08 zł / MWh**!

W analizie porównano następujące technologie:
- elektrownie kondensacyjne spalające węgiel kamienny w kotłach pyłowych (**PC** – pulverized coal) z instalacjami odsiarczania (DeSO2) i odazotowania spalin (DeNOx);
- elektrownie z kotłami pyłowymi na węgiel kamienny i instalacjami wychwytu i składowania CO_2 (**PC +CCS**);
- elektrownie kondensacyjne spalające węgiel brunatny w kotłach pyłowych (**PL** – pulverized lignite) z instalacjami DeSO2 i DeNOx;
- elektrownie z kotłami pyłowymi na węgiel brunatny i instalacjami wychwytu i składowania CO_2 (**PL +CCS**);

- elektrownie jądrowe z reaktorami wodnymi generacji III+ (**Nuclear III+ GEN**);
- elektrownie jądrowe z reaktorami IV generacji (**Nuclear IV GEN**)
- elektrownie spalające gaz ze zintegrowanej z elektrownią instalacji zgazowania węgla kamiennego (**IGCC_C** coal integrated gasification combined cycle);
- elektrownie ze zintegrowaną instalacją zgazowania węgla kamiennego i instalacjami uchwytu i składowania CO2 (**IGCC_C + CCS**);
- elektrownie gazowo-parowe na gaz ziemny (**GTCC** – gas turbine combined cycle);
- turbiny gazowe (**GT** - gas turbine);
- elektrownie na biomasę (**BM** – biomass power plant);
- elektrownie wiatrowe na lądzie (**Wind on-shore**);
- elektrownie wiatrowe na morzu (**Wind off-shore**);
- elektrownie słoneczne (**PV** – solar photovoltaics).

Przykładowe ceny CROs i CRO z dnia 2021-02-01 w godz: 00:00 do 24:00.

Godzina	CROs [PLN/MWh]	CROz [PLN/MWh]
1	209,24	209,24
2	225,23	225,23
3	226,38	226,38
4	253,81	253,81
5	253,89	253,89
6	253,67	253,67
7	276,37	276,37
8	331,69	331,69
9	327,42	327,42
10	320,89	320,89
11	310,75	310,75
12	317,50	317,50
13	273,44	273,44
14	273,18	273,18
15	272,34	272,34
16	272,22	272,22
17	269,90	269,90
18	320,89	320,89
19	270,02	270,02
20	203,81	203,81
21	200,00	200,00
22	**155,00**	**155,00**
23	**138,05**	**138,05**
24	200,00	200,00

Tab. 16.24.B. Przykładowe ceny CROs i CRO z dnia 2021-02-01 w godz.: 00:00 do 24:00. Prawda, że są to niskie ceny w porównaniu do omówionej ceny EJ równej **1 345,08 zł / MWh.**

CROz -Cena rozliczeniowa zakupu energii na rynek bilansujący, wyznaczona jako cena prognozowana w dobie n po zakończeniu godziny h, aktualizowana wielkościami wyznaczonymi w procesie rozliczeń Rynku Bilansującego.

CROs - Cena rozliczeniowa sprzedaży energii z rynku bilansującego, wyznaczona jako cena prognozowana w dobie n po zakończeniu godziny h, aktualizowana wielkościami wyznaczonymi w procesie rozliczeń Rynku Bilansującego.

źródło: https://www.pse.pl/obszary-dzialalnosci/rynek-energii/ceny-i-ilosc-energii-na-rynku-bilansujacym

Z tego samego dokument wykonanego na zamówienie Ministerstwa Energii Umowa nr 123/II/P/15004/4390/16/DEJ z dnia 21.11.2016 przytoczę trzy tabele pokazujące co tak naprawdę stanowi cenę energii. Jest to haracz za CO_2!
Cytuję:

Załącznik 1.
Arkusz kalkulacyjny do sporządzenia krzywych konkurencyjności źródeł energii elektrycznej w systemie dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2020 r.
WACC - 7%

Dane wejściowe i wyniki obliczeń.

Wspólne parametry analizy Roczna realna stopa dyskonta	7%
Rok bazowy	**2020**
Rok waluty	2015
Waluta	EUR
Koszt emisji CO_2 w roku bazowym EUR/t	**20**
Koszt transportu i magazynowania CO_2 EUR/t	10

Jednostka wytwórcza	Wskaźnik wykorzystania mocy źródła CF - Capacity Factor					
	0	**0.2**	**0.4**	**0.6**	**0.8**	**1**
PC	0,0	38,8	77,5	116,3	155,0	**193,8**
PC+CCS	0,0	8,5	16,9	25,4	33,8	42,3
PL	0,0	46,6	93,2	139,8	186,4	**232,9**
PL+CCS	0,0	10,5	21,0	31,5	42,0	52,4
Nuclear III+	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

GT	0,0	24,7	49,4	74,2	98,9	123,6
GTCC	0,0	17,1	34,1	51,2	68,2	85,3
IGCC_C	0,0	39,2	78,4	117,6	156,9	196,1
IGCC_C+CCS	0,0	7,1	14,2	21,3	28,4	35,5
BM	0,0	0,2	0,4	0,6	0,9	1,1

Tab. 16.24.C. Uśrednione roczne koszty emisji CO_2 [tys.€/MW-rok]

Załącznik 2.
Arkusz kalkulacyjny do sporządzenia krzywych konkurencyjności źródeł energii elektrycznej w systemie dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2030 r. WACC-7%

Dane wejściowe i wyniki obliczeń.

Wspólne parametry analizy Roczna realna stopa dyskonta	7%
Rok bazowy	**2030**
Rok waluty	2015
Waluta	EUR
Koszt emisji CO_2 w roku bazowym EUR/t	**30**
Koszt transportu i magazynowania CO_2 EUR/t	10

Jednostka wytwórcza	**Wskaźnik wykorzystania mocy źródła CF - Capacity Factor**					
	0	**0.2**	**0.4**	**0.6**	**0.8**	**1**
PC	0,0	52,5	105,0	157,4	209,9	262,4
PC+CCS	0,0	9,9	19,8	29,7	39,7	49,6
PL	0,0	63,0	125,9	188,9	251,8	314,8
PL+CCS	0,0	12,9	25,9	38,8	51,7	64,6
Nuclear III+	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GT	0,0	34,7	69,4	104,0	138,7	173,4
GTCC	0,0	24,3	48,6	72,8	97,1	121,4
IGCC_C	0,0	53,1	106,2	159,3	212,4	265,5
IGCC_C+CCS	0,0	8,4	16,8	25,3	33,7	42,1
BM	0,0	0,3	0,6	0,9	1,2	1,5

Tab. 16.24.D. Uśrednione roczne koszty emisji CO_2 [tys.€/MW-rok]

Załącznik 3.
Arkusz kalkulacyjny do sporządzenia krzywych konkurencyjności źródeł energii elektrycznej w systemie dla źródeł, które byłyby uruchamiane około 2050 r.
WACC – 7%

Dane wejściowe i wyniki obliczeń.

Wspólne parametry analizy Roczna realna stopa dyskonta	7%
Rok bazowy	**2050**
Rok waluty	2015
Waluta	EUR
Koszt emisji CO_2 w roku bazowym EUR/t	**55**
Koszt transportu i magazynowania CO_2 EUR/t	10

Jednostka wytwórcza	**Wskaźnik wykorzystania mocy źródła CF - Capacity Factor**					
	0	**0.2**	**0.4**	**0.6**	**0.8**	**1**
PC	0,0	65,4	130,7	196,1	261,4	**326,8**
PC+CCS	0,0	11,7	23,4	35,1	46,7	58,4
PL	0,0	78,3	156,5	234,8	313,1	**391,3**
PL+CCS	0,0	15,1	30,3	45,4	60,6	75,7
Nuclear III+	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nuclear IV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GT	0,0	43,9	87,8	131,7	175,7	219,6
GTCC	0,0	31,2	62,3	93,5	124,7	155,8
IGCC_C	0,0	66,1	132,2	198,4	264,5	330,6
IGCC_C+CCS	0,0	10,0	19,9	29,9	39,9	49,8
BM	0,0	0,4	0,7	1,1	1,5	1,8

Tab. 16.24.E. Uśrednione roczne koszty emisji CO_2 [tys.€/MW-rok]

Koniec cytatu.

Przeanalizujmy tylko dane dla dwóch przypadków elektrowni węglowych: węgla kamiennego i brunatnego dla wskaźnika CF = 1, **co oznacza pracę ciągłą przez cały rok, czyli tak, jak te elektrownie faktycznie pracują**:
Licząc po uśrednionym rocznym koszcie emisji CO_2 [tys.€/MW-rok] po kursie euro = 4,5137 zł/euro (Tabela kursów średnich NBP nr 20/A/NBP/2021 z dnia 01-02-2021), mamy dla bloku 1 000 MW roczną opłatę/haracz:

rok 2020
koszt emisji = **193,8 tys.** x 4,5137 zł/euro x 1 000 MW = 874 755 060 zł / 1 000 MW

koszt emisji = **232,9 tys.** x 4,5137 zł/euro x 1 000 MW = 1 051 240 730 zł / 1 000 MW

rok 2050
koszt emisji **326,8 tys.** x 4,5137 zł/euro x 1 000 MW = 1 475 077 160 zł / 1 000 MW
koszt emisji **391,3 tys.** x 4,5137 zł/euro x 1 000 MW = 1 766 210 810 zł / 1 000 MW

Przeciez to jakiś koszmar. Polska tych Elektrowni Zawodowych posiada na dziś 86 % (36 674 MW w 2019 r.) z czego większość, co dzień pracuje (CF - Capacity Factor > 0,7).

To znaczy, że w 2020 roku zapłaciliśmy za jakiś wymyślony gazik CO_2:
od: 874 755 060 [zł / 1 000 MW] x 36 674 [MW] = 3,208076707E+013 zł (**32 080 767 070 zł**)
do: 1 051 240 730 [zł / 1 000 MW] x 36 674 [MW] = 3,855320253E+013 zł (**38 553 202 530 zł**)

a w 2050 roku mielibyśmy zapłacić za jakiś wydumany w chrych umysłach gazik CO_2:
od: 1 475 077 160 zł [zł / 1 000 MW] x 36 674 [MW] = 5,409697977E+013 zł (**54 096 979 770 zł**)
do: 1 766 210 810 [zł / 1 000 MW] x 36 674 [MW] = 6,477401525E+013 (**64 774 015 250 zł**)

Sześćdziesią cztery miliardy rocznie, za wymyślony przez jakichś nieuków „gazik cieplarniany”? Bo tak chce Unia Europejska, bo jakiś idiota podpisał Porozumienie Paryskie? Kto to w ogóle podpisał w imieniu Rzeczpospolitej?

Zaglądamu do przeglądarki Google i co? I mamy w niezawodnej (w donoszeniu) gazecie odpowiedź:

„171 państw podpisało porozumienie klimatyczne. Premier Szydło z długopisem na ratunek Ziemi
Mariusz Zawadzki, Waszyngton 22 kwietnia 2016 | 20:41
Porozumienie klimatyczne uzgodnione w grudniu ub.r. w Paryżu przestaje być tylko świstkiem papieru. W piątek w Nowym Jorku podpisało je 171 państw, w tym Polska reprezentowana przez premier Beatę Szydło.”
źródło https://wyborcza.pl/1,75399,19959246,165-panstw-podpisze-porozumienie-klimatyczne-premier-szydlo.html

Podpisał Przemier Rzeczypospolitej Polskiej, pani Beata Szydło. Nadzieja polskiej prawicy katolickiej.

Tekst z Gazety Wyborczej jest tak arcyciekawy, że zacytuję jego dalszą część:
*„**Ceremonię w nowojorskiej siedzibie ONZ rozpoczęli muzycy z Juilliard School, którzy odegrali Wiosnę** ze słynnych Czterech pór roku Vivaldiego. Potem **sekretarz generalny ONZ Ban Ki-moon przedstawił 16-letnią reporterkę radiową z Tanzanii Gertrude Clement, która mówiła, jak ważna dla najmłodszych mieszkańców planety jest walka z globalnym ociepleniem. - Oczekujemy działań na dużą skalę, i to teraz, dzisiaj, a nie jutro! - apelowała dziewczyna**.*

*W grudniu ub.r. w Paryżu przywódcy prawie 200 krajów świata **postanowili, że wzrost temperatury na Ziemi, będący efektem emisji spalin, należy ograniczyć do 2 stopni Celsjusza**. Żeby umowa zaczęła obowiązywać, musi ją przyjąć, czyli podpisać i ratyfikować, przynajmniej 55 państw, które łącznie emitują przynajmniej 55 proc. gazów cieplarnianych.*

***Nie powinno wszakże być problemu ze spełnieniem tego warunku, bo w piątek w Nowym Jorku porozumienie klimatyczne podpisali reprezentanci 171 krajów**. Ban Ki-moon liczy, że przynajmniej jedna trzecia sygnatariuszy ratyfikuje porozumienie jeszcze w tym roku. Jego rzecznik mówił wczoraj, że "**wszystko idzie znacznie szybciej, niż się spodziewaliśmy**".*
*Niestety, **zmiana klimatu też idzie szybciej, niż się spodziewaliśmy**. Rok 2015 był najcieplejszy od XIX wieku, odkąd prowadzone są systematyczne pomiary temperatury. A pierwsze trzy miesiące roku 2016 były takie, że jest szansa na pobicie ubiegłorocznego rekordu. **Naukowcy ostrzegają, że jeśli świat zmierzałby dotychczasowym kursem - tzn. bez wcielenia w życie ustaleń z Paryża - to temperatura podniesie się o 3 stopnie w porównaniu z czasami przed rewolucją przemysłową rozpoczętą w XVIII wieku.** Znaczna **część lodów Arktyki i Antarktyki stopnieje**, co spowoduje podniesienie się poziomu oceanów - **niektóre małe, płaskie wyspy przestaną istnieć**.*

*- **Cieszę się, że jest nas tutaj tak wielu. Wszyscy musimy ratyfikować tę umowę, bo przyszłość naszej planety jest sprawą nas wszystkich - mówiła premier Beata Szydło, która podpisawszy porozumienie w imieniu Polski, zeszła z podium i wymieniła uścisk dłoni z Ban Ki-moonem**. Wcześniej **mówiła polskim dziennikarzom, że "to jest dobre porozumienie dla Polski, bo znalazły się w nim wszystkie postulaty, na których nam zależało". Polska nie musi zrzucać się na programy ekologiczne dla krajów rozwijających się, z porozumienia usunięto też postulat "dekarbonizacji", czyli odejścia od elektrowni na węgiel kamienny.***

*Umowa klimatyczna nie załatwiła, niestety, wszystkiego - jest dopiero dobrym początkiem. **Po pierwsze, nie ustalono żadnych kar dla krajów, które nie spełnią swoich zobowiązań z Paryża. Po drugie, nawet jeśli wszystkie kraje dotrzymają zobowiązań, to i tak wzrost temperatury będzie zbyt duży.** I jeszcze długo emisja gazów cieplarnianych będzie rosła (na razie ograniczają swoje emisje kraje wysoko rozwinięte, ale zwiększają kraje rozwijające się). Obecnie ludzkość produkuje ok. 35 mld ton dwutlenku węgla rocznie. W 2030 roku będzie to 55 mld ton. **A żeby ambitny cel z Paryża mógł zostać zrealizowany, emisja CO_2 w 2030 roku powinna wynosić najwyżej 40 mld ton**. W najbliższych dwóch latach ma zostać opracowany plan, jak taki niski pułap osiągnąć.*

*Podczas wczorajszej ceremonii podkreślano wielokrotnie, że walka z globalnym ociepleniem nie jest tylko obciążeniem. - **To także szansa na nowe miejsca pracy w energetyce opartej na źródłach odnawialnych, na wyeliminowanie biedy, głodu, niestabilności w świecie** - mówił sekretarz generalny ONZ.*

*Premier Szydło swoją wizytę w USA rozpoczęła już w czwartek - od złożenia kwiatów w mauzoleum ofiar zamachów 11 września (**czyli w miejscu, gdzie stały zburzone przez terrorystów dwie wieże WTC**). Potem pani premier odwiedziła nowojorską giełdę przy Wall Street, która tego dnia zanotowała największe do dwóch tygodni spadki (**wszakże analitycy nie wiązali tego z obecnością Szydło**). W sobotę pani premier **pojedzie z Nowego Jorku do Pensylwanii, do tzw. amerykańskiej Częstochowy, gdzie spotka się z Polonią**.*"
źródło https://wyborcza.pl/1,75399,19959246,165-panstw-podpisze-porozumienie-klimatyczne-premier-szydlo.html

Poruszeni tymi jej - jakże szlachetnymi w zamierzeniach i niebezpiecznymi w skutkach dla Polski – działaniami sprawdzamy wykształcenie pani premier, co by się upewnić, czy rozumiała cokolwiek z tego, co podpisała:



Rys. 16.17. Premier Beata Szydło na szczycie COP21 w Paryżu (fot. Twitter/KPRM)

„***Beata Maria Szydło** z domu Kusińska, ur. 15 kwietnia 1963 w Oświęcimiu) – polska etnograf, polityk i samorządowiec, w latach 2015–2017 prezes Rady Ministrów.*
*Jest absolwentką Liceum Ogólnokształcącego im. Stanisława Konarskiego w Oświęcimiu[2]. W 1987 ukończyła studia z **zakresu etnografii na Wydziale Filozoficzno-Historycznym** Uniwersytetu Jagiellońskiego w Krakowie[3]. W latach 1989–1995 **była doktorantką na Wydziale Filozoficzno-Historycznym** UJ. W 1997 **ukończyła studia podyplomowe dla menedżerów kultury w Szkole Głównej Handlowej** w Warszawie, a w 2001 na Akademii Ekonomicznej w Krakowie **zarządzanie samorządem terytorialnym w Unii Europejskiej**[3]. Od 1987 do 1995 **pracowała jako asystent w Muzeum Historycznym Miasta Krakowa**, następnie **kierowała działem merytorycznym w Libiąskim Centrum Kultury**. W latach 1997–1998 **była dyrektorem ośrodka kultury w Brzeszczach**. W 1998 **objęła stanowisko burmistrza Brzeszcz**, które zajmowała do 2005. **Pełniła także funkcję radnej powiatu oświęcimskiego** z listy Akcji Wyborczej Solidarność (1998–2002). W wyborach w 2002 została wybrana do sejmiku małopolskiego z listy Wspólnoty Małopolskiej[4], jednak **zrezygnowała z mandatu, pozostając na stanowisku burmistrza**. W 2004 **została wiceprezesem Ochotniczej Straży Pożarnej w gminie Brzeszcze.***"
źródło: https://pl.wikipedia.org/wiki/Beata_Szyd%C5%82o

Wychodzi na to, że nie ma żadnego przygotowania z zakresu pomiarów temperatur i stężeń zbrodniczego gaziku CO_2, więc raczej był to jej sukces, ale bez jakiegokolwiek zrozumienia treści, tego zbrodniczego dla Polski aktu.

Komentarza wymagają też przytaczane powyżej przez „Gazetę Wyborczą" temperatury. Dotychczas – jeszcze kilkanaście lat temu zielono-ładowi wariaci mantrowali, że na przeciągu 130 lat, nastąpił wzrost o 0,2 ˚C (dwie dziesiąte stopnia Celsjusza!) – teraz jak widać podwyższyli sobie do 1,5 – 2 - 3 ˚C. Tak się to rozbrykali, nie czyjąc bata nad sobą.

W **Tab. 16.5.** pokazałem zestawienie średniej miesięcznej temperatury mierzonej w centrum Warszawy, przy ul. Chmielnej 85/87, notowane każdego dnia o godzinie 8:00 rano, z dokładnością odczytu 1 minuty, na przestrzeni 6 lat, od 2010 do 2015. Zebrane przeze mnie dane „średniej temperatury miesięcznej" (średniej arytmetycznej dla każdego miesiąca) w centrum Warszawy przy ul. Chmielnej 85/87. Dane były gromadzone codziennie, automatycznie w systemie BMS a mierzone poprzez dwa czujniki temperatury zewnętrznej firmy Siemens o uchybie +/- 0,4 ˚C, o godzinie 8:00 rano, z dokładnością odczytu 1 minuty, na przestrzeni 6 lat, od 2010 do 2015.
Zwracam uwagę czytelnika - na rozrzut średnich miesięcznych temperatur dla tego samego miesiąca - na przestrzeni tych 6 lat, sięgający nawet więcej niż 8˚C.

Przypomnę, że ci oszuści od „zmian klimatycznych” powtarzają tę swoją mantrę o średnim rocznym wzroście temperatury, na przeciągu 130 lat, o 0,2 ˚C (dwie dziesiąte stopnia Celsjusza!) **gdzie w rzeczywistości mamy wahania 8,2 ˚C (luty 2010 i 2015) w obrębie czasowym 6 lat!** (wytłuszczone kolorem czerwonym) **i to w jednym punkcie globu ziemskiego**. **Do pomiaru śr. temperatury Ziemi (cokolwiek miałoby to znaczyć) to takich punktów pomiarowych, mierzonych jednocześnie winno być tryliony(?), punktów umieszczonych w siatce o wymiarach np. 10 x 10 [m] okalających całą ziemię!. Po dokonaniu pomiarów np. co 1 minutę a następnie uśrednieniu ich z kolejnych 15 – 30 lat lat można by mówić o wzroście czy spadku temperatury nad powierzchnią Ziemi**.
I trzba by też się zdecydować, bo jak pokazuję na rysunkach **Rys. 10.1.** (Wykres temperatury przy budynku w śródmieściu Warszawy dnia 17-07-2010. Kolor ciemny niebieski, w podcieniu od ulicy na wysokości 8 m, Kolor jasny niebieski, na wysokości 80 m. Max temperatury 39,7 ^{o}C około godz. 18:40) i **Rys. 10.2.**) (Wykres temperatury przy budynku w śródmieściu Warszawy w dniach: 29-07-2012 do 02-08-2012. Kolor ciemny niebieski od ulicy, na wysokości 8 m, Kolor jasny niebieski, na wysokości 80 m. Max temperatury około godz. 18 - 19.) **temperatura w tym samym punkcie globu – tu na ul. Chmielnej w Warszawie – zmienia się ciągle na przestrzeni samej wysokości 75 m o kilka stopni płynnie w ciągu doby będąc raz wyższa prze 12 godzin na wysokości 80 a przez pozostałe 12 godzin wyższa przy ziemi na wysokości 5m.** Tak to się dzieje. Mało też kto wie, że najwyższe temperatury powietrza (temp. zewnętrzna) - w dużym mieście - występują w lecie, w godz. 18 – 19 a nie tak jak wszyscy bez mała sądzą w godz. 12:00 – 13:00.

I w tej paranoidalnej sytuacji, Polska ma płacić niewiadomo komu, 30 do 60 mld. zł rocznie, z powodu tych wymyślonych bredni, wymyslonych przez ludzi, którzy nie mają pojęcia o jakichkolwiek pomiarach, nie mówiąc o pomiarach cieplnych, które należą do trudniejszych w metrologii.

17. str. 13 „*Jednym z głównych czynników wpływających na wielkość nakładów inwestycyjnych oraz rozmiar ryzyka związanego z realizacją budowy, jest dojrzałość technologii i doświadczenia z budowy i eksploatacji bloków danego typu. Od czasu przyjęcia przez Radę Ministrów Programu PEJ w 2014 r. dokonał się istotny postęp we wdrażaniu niektórych typów (modeli) reaktorów*[23]*, a dodatkowo pozyskano liczne doświadczenia w toku prac dotyczących wyboru lokalizacji dla pierwszej elektrowni jądrowej.*”

Komentarz autora:
Frazesy, frazesy, frazesy ... „*a dodatkowo pozyskano liczne doświadczenia w toku prac dotyczących wyboru lokalizacji dla pierwszej elektrowni jądrowej”* **i wydano na te liczne doświadczenia około miliarda zł**.

18. str. 14 „*Dla polskiej energetyki **priorytetem jest jak najszybsze zastąpienie wysokoemisyjnych mocy węglowych generacją bezemisyjną** i niedopuszczenie do powstania luki w systemie, która może się pojawić tuż po 2030 r. Duże, sprawdzone reaktory jądrowe gwarantują szybkie i pewne efekty w zakresie przyrostu mocy w KSE oraz szybką i skuteczną dekarbonizację **wzorem Francji, Szwecji i kanadyjskiej prowincji Ontario**.*”

Komentarz autora:
O „***wzorem Francji, Szwecji i kanadyjskiej prowincji Ontario***” już pisałem Natomiast priorytet zniszczenia polskiej energetyki węglowej, budowanej całymi dekadami, latami wyrzeczeń i nędzy narodu, naprawdę zastanawia kto rządzi tym państwem. Kto jest ich oficerem prowadzącym?

19. str. 14 „*Na obecnym etapie nie jest więc możliwe wiarygodne i rzetelne oszacowanie przyszłych kosztów tego typu obiektów.*”

Komentarz autora:
I w końcu jakaś sensowna informacja. **Wiemy, że nic nie wiemy**. Tyle lat „wytężonej” pracy i wiemy tyle, że nic nie wiemy.

20. str. 15 „*Wybór optymalnego miejsca budowy elektrowni jądrowej wymaga analizy wielu czynników26. Wśród nich znalazły się m. in: czynniki środowiskowe - w tym rozpoznanie budowy geologicznej podłoża, **gęstość zaludnienia***”

Komentarz autora: Skoro przyszłe elektrownie jądrowe są tak bezpieczne jak zapewnia Ministerstwo Klimatu to dlaczego zajmują się gęstością zaludnienia? Żeby czytać ten ministerialny dokument, trzeba jak widać, umieć czytać między wierszami. **Reaktor może jednak wylecieć w powietrze jak w Czarnobylu co pośrednio zostało przyznane przez MinKlim**.

21. str. 15 i 16 „*Najbardziej korzystne położenie posiadają:... **lokalizacje wykorzystywane obecnie przez elektrownie systemowe** - m.in. Bełchatów oraz Pątnów z uwagi na rozwinięte sieć przesyłowe, transportowe i inne infrastrukturę, położenie w centrum Polski oraz fakt, że budowa EJ na tych terenach **po wygaszeniu eksploatowanych elektrowni pozwoli na utrzymanie miejsc pracy.***”

Komentarz autora:
Nonsens goni nonsens. **Wygaszają Bełchatów – 2 lata, budują EJ – 15 lat, ... zatrudniają aktualnie 72 letniego operatora koparki na stanowisko operatora reaktora jądrowego**?
Świat zatrzyma się z samego podziwu dla tej śmiałej ministerialnej myśli...

22. str. 21 „*Należy również zwrócić uwagę, że w rejonie rekomendowanej jako pierwszej lokalizacji EJ przewidywany jest także rozwój morskiej energetyki wiatrowej. Wyprowadzenie mocy zarówno z elektrowni jądrowej i ze źródeł morskich jest realizowane i w pełni wykonalne zgodnie z PRSP.*”

Komentarz autora:

Czyli - **deficytowe w normalnych warunkach elektrownie wiatrowe - zostaną podpięte do sieci wybudowanej pod pozorem budowy EJ**. **Tak się dba o bezpieczniackie firmy wspierając je po cichu z państwowej kasy. Niezły trik.**

23. str. 25 *„**Stabilne i świadome poparcie społeczne dla energetyki jądrowej** jest jednym z najważniejszych warunków realizacji Programu PEJ.”*

Komentarz autora:
Czym to zdanie różni się od podobnych pisanych w Trybunie Ludu, za czasów pierwszej żydokomuny? Niczym. Wtedy też naród popierał FJN i przewodnią rolę PZPR. Z tą samą świadomością. Jest nawet jeszcze gorzej. **Jak może człowiek popierać coś o czym nie ma nawet bladego pojęcia a tak jest z 99,9999 % tzw. społeczeństwa.**

24. str. 28 *„Załącznik 1. Harmonogram realizacji inwestycji - Harmonogram budowy EJ*
__2021 r.__ - wybór technologii dla EJ 1 i EJ2
2022 r. - uzyskanie decyzji środowiskowej i lokalizacyjnej dla EJ1(zatwierdzenie wyboru lokalizacji EJ1)
- podpisanie umowy z dostawcą technologii i głównym wykonawcą EPC
2023 r. - rozpoczęcie prac wstępnych i przygotowawczych w lokalizacji EJ 1
- podpisanie umowy przyłączeniowej z OSP dla EJ1
- rozpoczęcie prac nad wyborem lokalizacji dla EJ2
2025 r. - wydanie zezwolenia na budowę EJ1 przez Prezesa PAA
2026 r. - uzyskanie pozwolenia na budowę i rozpoczęcie budowy EJ1
2028 r. - uzyskanie decyzji środowiskowej i lokalizacyjnej dla EJ2 (zatwierdzenie wyboru lokalizacji EJ2)
2029 r. - rozpoczęcie prac wstępnych i przygotowawczych w lokalizacji EJ2 - podpisanie umowy przyłączeniowej z OSP dla EJ2
2031 r. - wydanie zezwolenia na budowę EJ2 przez Prezesa PAA
2032 r. - wydanie zezwolenia na rozruch przez Prezesa PAA, rozruch jądrowy i synchronizacja pierwszego bloku EJ1
- uzyskanie pozwolenia na budowę i rozpoczęcie budowy EJ2
2033 r. - wydanie zezwolenia na eksploatację przez Prezesa PAA i oddanie do eksploatacji pierwszego bloku EJ I
2034 r. - wydanie zezwolenia na rozruch przez Prezesa PAA, rozruch jądrowy i synchronizacja drugiego bloku EJ I
2035 r. - wydanie zezwolenia na eksploatację przez Prezesa PAA i oddanie do eksploatacji drugiego bloku EJ l
2036 r. - wydanie zezwolenia na rozruch przez Prezesa PAA, rozruch jądrowy i synchronizacja trzeciego bloku EJ1
__2037 r.__ - wydanie zezwolenia na eksploatację przez Prezesa PAA i oddanie do eksploatacji trzeciego bloku EJ I”

Komentarz autora:
Napisałem w pt. 21 - budują EJ – 15 lat. No i pomyliłem się. **Zamierzają budować 16 lat a znając życie to będzie tak jak ze wszystkimi budowami EJ czyli z kilkuletnim poślizgiem będzie to najmniej 25 lat**.
Zwracam tylko uwagę, że ostatnio budowane w Polsce bloki węglowe w Bełchatowie czy Kozienicach to około 5 – 6 lat. Widać zatem, że w czasie takiej 25 letniej budowy to koalicje sejmowe będą mogły się wymienić (pożywić) nawet kilka razy. **I o to zapewne chodzi**.

25. str. 37 *„**uśrednione koszty całkowite wytwarzania energii w 2020 roku wynoszą 360 PLN/MWh**. W 2045 r. najniższe będą w scenariuszu w którym EJ powstaje drogą wolnej optymalizacji (374 PLN/MWh), najwyższe zaś w scenariuszu bez EJ (388 PLN/MWh). Wydłużona perspektywa modelu wskazuje na dalszy spadek kosztu całkowitego przy kontynuacji rozwoju EJ (**340 PLN/MWh w 2050 r**.), oraz wzrost rozbieżności względem scenariuszy bez EJ (**376 PLN/MWh w 2050 r.**).”*

Komentarz autora:
Co za brednie. W 2020 roku koszt wytwarzania wynosi 360 PLN/MWh a 30 lat później 340 PLN/MWh w 2050 r. Co za brednie. W A.D. 2015 śr. cena MWh obliczona i opublikowana przez Prezesa URE była równa 169,99 zł/MWh zaś w A.D. 2019 było to już 245,44 zł/MWh. Wzrost o 44,4 % w ciągu 4 lat a oni bredzą o zerowym wzroście przez 30 lat! Co za brednie.

26. str. 40 *„Analiza ekonomiczna na potrzeby Programu PEJ została przeprowadzona z wykorzystaniem metodyki kosztu całkowitego KSE, opracowanej przez Biuro Pełnomocnika Rzędu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej, przy współpracy merytorycznej i analitycznej Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. **Model optymalizacyjny krajowego systemu elektroenergetycznego został sporządzony w systemie PLEXOS od Energy Exemplar**, szeroko wykorzystywanym przez PSE oraz ENTSO-E do analiz wystarczalności generacji oraz analiz potrzeb rozwoju sieci przesyłowych. Metodyka kosztu całkowitego, oprócz kosztów prywatnych (inwestorskich), uwzględnia w kryterium optymalizacyjnym kierunkowe wycenę kosztów systemowych i środowiskowych oparte na dostępnej wiedzy literaturowej (patrz podrozdział 5.). Przeprowadzona analiza ma charakter analityczny i nie przedstawia scenariuszy alternatywnych do prognoz przedstawionych w projekcie Polityki energetycznej Polski do 2040 (PEP2040). Przeprowadzone symulacje mają na celu weryfikację opłacalności rozwoju energetyki jądrowej w Polsce z punktu widzenia państwa i całej gospodarki. Na potrzeby analizy opracowano 4 scenariusze, umożliwiające ocenę wpływu rozwoju sektora jądrowego na efektywność ekonomiczną krajowego systemu elektroenergetycznego:.”*

Komentarz autora:
No proszę, użyto ulubionego PLEXOS firmy Energy Exemplar służącego do eliminacji energetyki węglowej. Na stronie producenta tego programu https://energyexemplar.com/solutions/plexos/ czytamy czemu on służy – tylko kilka cytatów:

*„Perform comprehensive modeling of the economics and **technical limits of fossil-fired** and renewable generation sources including:*

Heat rate curves
Multi-fuel operation
Minimum operating levels
Minimum up and down times
Ramping rates
Start-up and shutdown profiles
CCGT operating modes
Emissions production and limits

You can also choose Monte Carlo for forced and planned outages, or stochastic modeling for wind and solar production."

> *„Wykonaj kompleksowe modelowanie ekonomiki i **ograniczeń technicznych paliw kopalnych** i odnawialnych źródeł wytwarzania, w tym: ..."*

*„**PLEXOS has kept pace with disruptive and innovative advancements in energy storage, smart grids and electric vehicles**. Real-world detail captured in sub-hourly simulations will provide insights into a low-carbon future, as back-up generation steps in to fill the gaps left behind from intermittency."*

> *"**PLEXOS dotrzymuje kroku przełomowym i innowacyjnym postępom w zakresie magazynowania energii, inteligentnych sieci i pojazdów elektrycznych**. Rzeczywiste szczegóły uchwycone w symulacjach mniejszych niż godziny zapewnią wgląd w niskoemisyjną przyszłość, gdy generacja rezerwowa wkracza, aby wypełnić luki pozostawione przez okresowość."*

*„**The transition to a lower carbon economy is driving the evolution of gas supply planning and power planning needs**. Taking a whole-system view to optimize gas and electricity creates new insights and opportunities compared to the siloed approach. Use PLEXOS to master the management of fuels, capacity, and planning across your organization and deliver better financial performance.*
Value gas and electric storage options with dual fuel optimization
Evaluate gas and electric contingencies as well as the reliability impacts on the wider system
Calculate least cost opex and capex co-optimization for expansion and retirement
Create full end-to-end LNG modeling and co-optimize with electricity
Identify emergence of gas constraints with generation retirements
Bring together the fully optimized chain from gas production basin to the electricity delivered load."

> *"**Przejście na gospodarkę o niższej emisji dwutlenku węgla napędza ewolucję planowania dostaw gazu i potrzeb w zakresie planowania energii.** Przyjmowanie perspektywy całego systemu w celu optymalizacji gazu i energii elektrycznej stwarza nowe spostrzeżenia i możliwości w porównaniu z podejściem silosowym. Skorzystaj z PLEXOS, aby opanować zarządzanie paliwami, wydajnością i planowaniem w całej organizacji oraz uzyskać lepsze wyniki finansowe. Ekonomiczne opcje magazynowania gazu i energii elektrycznej z optymalizacją dwóch paliw Ocena nieprzewidzianych zdarzeń związanych z gazem i elektrycznością, a także wpływu niezawodności na szerszy system Oblicz najniższe koszty operacyjne i kooptymalizację nakładów inwestycyjnych na potrzeby ekspansji i emerytury Tworzenie pełnego, kompleksowego modelowania LNG i kooptymalizacja z energią elektryczną Zidentyfikuj pojawienie się ograniczeń gazowych z wycofywaniem produkcji Połącz w pełni zoptymalizowany łańcuch od basenu do produkcji gazu do dostarczonego ładunku energii elektrycznej."*

str. 41 *„Założeniem obligatoryjnym każdego scenariusza jest wypełnienie sektorowego celu OZE dla elektroenergetyki w roku 2030, wynoszącego 33,32% udziału OZE w produkcji energii elektrycznej netto."*

Użyto więc ulubionego programu zielono-ładowców o nazwie PLEXOS australijskiej firmy Energy Exemplar (17 Bagot Street, North Adelaide SA 5006 Australia) służącego do eliminacji energetyki węglowej, **aby dokładnie wpasować się w wymagania UE *wynoszące 33,32% udziału OZE w produkcji energii elektrycznej netto*.**

Ciekawe ile to całkowicie zbyteczne cudo - program PLEXOS - kosztowało polskiego podatnika?

Jako ciekawostkę, za stroną https://energyexemplar.com/about-us/#about-us podam, że założyciel i główny szef naukowy firmy Energy Exemplar, **Dr. Glenn Drayton** (Founder & Chief Scientist/Founder and Chief Software Designer) to gość po University of Canterbury, **Doctor of Philosophy** - PhDManagement Science – tu źródło: https://au.linkedin.com/in/glenn-drayton-57aa02122
Już Lenin mówił, że najważniejsze są „KADRY"! „Zaufanie jest dobre, ale kontrola jeszcze lepsza." - też Lenin. Więc kontrolujemy kadry firmy Energy Exemplar:

Dr. Glenn Drayton. Jego CV na auLinkedIn to:
About:

Science is done by the seat of your pants: the force of will to make all the mistakes necessary to get the right answer.

Experience:

Energy Exemplar
Nov 1999 - Present21 years 3 months

Adelaide, Australia

Education:

University of Canterbury

Doctor of Philosophy - PhDManagement Science

Jednym słowem **Dr. Glenn Drayton** to geniusz w zakresie filozofii.

Drugi orzeł z tej firmy Energy Exemplar to **David Wilson** Chief Executive Officer.
Skończył Melbourne Business School (MBA) 2001 – 2002 a wcześniej na University of Melbourne Engineering Mechanical w 1989 – 1993.
Jego kariera w informatyce jest tak "imponująca" że przytoczę całość za stroną linkedin.com, źródło:
https://au.linkedin.com/in/david-wilson-b33b2910

Jego CV na auLinkedIn to:

About:

An inclusive leader with 25 years of experience building and inspiring global teams in technical industries for top tier companies including Mckinsey, GE, Schlumberger & Invensys. Recognised for fostering a collaborative approach to strategy and driving a strong execution rhythm.
Key Strengths:

- Leadership of culturally diverse global teams of 100+ people
- Team player that builds strong relationships internally and externally
- Full spectrum of management experience from sales and commercial through to project implementation and customer support
- Outstanding success in implementation & execution
- Industry expertise in Oil & Gas, Power Generation, Electricity Transmission & Distribution, Rail

Experience:

CEO (Chief Executive Officer)

Energy Exemplar
Dec 2017 – Present 3 years 2 months
Adeliade

McKinsey & Company

3 years 11 months
Senior Implementation Leader
Jan 2017 - Nov 2017 11 months
Melbourne, Australia
Implementation Leader
Jan 2014 - Jan 20173 years 1 month
Melbourne, Australia

GE Energy

9 years
Technology Leader - IEC meters
Jun 2011 - Oct 2013 2 years 5 months
Melbourne
Lead the global team taking new meter products from marketing concept through to manufacture.
Expanded the previous role to include managing all engineering & project managment resources.
Managing teams in Australia, India, USA and Europe.

Program Director - New Product Introduction

Jan 2009 - Jun 2011 2 years 6 months
Lead the global team taking new meter products from marketing concept through to manufacture.
Build the project teams & partners executing the development across global centres
Launched products to Korea, Europe, Middle East New Zealand and Australia.

Asia General Manager - Transmission & Distribution

Jan 2008 - Dec 2008 1 year
Develop and execute regional growth strategy.
Accountable for results across all aspects of the business.
Director for the GE Energy Australia business
Conducted market deep dives in ANZ, Japan & Korea
Developed the Smart Grid team in ANZ to target a new market

Asia Operations Director - Transmission & Distribution

Apr 2006 - Dec 2007 1 year 9 months
P&L responsibility for operations across Asia and India for the GE T&D suite of products including products including Geospatial, Asset Management, Outage, Distribution & Energy Management.
Manager for the project management, engineering and customer services teams
Director for the GE Energy Australia business & Site lead for the Australian and New Zealand T&D offices

Quality Leader - Australia

Nov 2004 - Apr 2006 1 year 6 months
Within GE the Quality roles have an extremely broad charter to improve the business and foster key customer relationships.

Lead program to identify growth opportunities and execution strategies in the ANZ market.
Lead the six sigma program in ANZ and provided business improvement support for all GE Energy businesses.
Lead the At the Customer For the Customer (ACFC) program in ANZ.
Commercial Manager
Westinghouse Signals
2002 – 2004 2 years
Responsible for budget on the Regional Fast Rail Project.
Managed the schedule and relationships with stakeholders.
Administered the contract, negotiating variations and liased with the client in regards to contractual and performance issues.
Negotiated and oversaw supply contracts for all third party suppliers.
Developed and implemented a financial evaluation system to monitor the project and acted as a model for subsequent projects
Schlumberger Oilfield Services
5 years 6 months
Field Service Manager - Saudi Arabia
Jun 2000 - Jan 2001 8 months
***Managed Logging while drilling and direction drilling teams working on Saudi Armaco projects based in Al Khobar / Dammam**.*
Assisted in general management of the location.
Senior Field Engineer - Logging While Drilling, Directional Drilling - Colombia
Apr 1999 - Jun 2000 1 year 3 months
***Focused on Introduction of new services and techniques based in South America and covering the globe**.*
Major projects included wells in Ecuador, Bolivia ultra-deep water in Brazil, Abu Dhabi and India
Focal point and client liaison for all service providing companies on BP's most technically demanding project in South America
Senior Field Engineer - Logging While Drilling - Asia
Aug 1995 - Apr 1999 3 years 9 months
***Lead engineer responsible for the provision of Logging while drilling services**.*
A large number of projects in Indonesia, Thailand, and Australia including thin reservoir horizontal wells and over pressures exploration environments
Customers included Shell, Mobil, Esso, Woodside and Pertamina
Design engineer - Power Generation
Sinclair Knight Merz
Feb 1993 - Jul 19952 years 6 months
Lead engineer for the design and site supervisor for the construction and commissioning of a novel electricity generating plant operating on biogas for Melbourne Water.
Design engineer for the Victorian hospitals cogeneration projects
Education:
Melbourne Business School MBA
2001 - 2002
University of Melbourne University of Melbourne
Engineering Mechanical
1989 - 1993
Activities and Societies: MUMC

Jednym słowem geniusz od wiercenia studni i wycinki drzew jak też spec od kontaktów. Punkt kontaktowy i łącznik z klientami, główny inżynier odpowiedzialny za świadczenie usług pozyskiwania drewna podczas wiercenia, ... itd. itd. ... Jednym słowem człowiek orkiestra.
Nie dziwi też, że ten ich program PLEXOS firmy Energy Exemplar służy do eliminacji energetyki węglowej skoro człowiek wiercenia za ropą i gazem ma we krwi.

27. str. 41 „*Założeniem obligatoryjnym każdego scenariusza jest wypełnienie sektorowego celu OZE dla elektroenergetyki w roku 2030, wynoszącego 33,32% udziału OZE w produkcji energii elektrycznej netto.*"

Komentarz autora:
No proszę, na 41 stronie ministerialnego opracowania w końcu poznajemy istotę działania rządu.
Żeby skały srały ma być 33,32 % udziału OZE, bo tak wymaga UE, która miała dawać Polakom pieniądze a daje wytyczne rządowi, które rząd musi spełniać w podskokach, wystawiając na śmiertelne niebezpieczeństwo OZE państwo i polski naród.

28. str. 41 „***2 czerwca 2020 r.** spółki PKN Orlen, Energa i Enea podpisały po rozumienie dotyczące warunków budowy bloku energetycznego Ostrołęka C. Zawarte porozumienie przewiduje kontynuację inwestycji w Ostrołęce **ze zmianą założeń z technologii dotychczas realizowanej opartej na węglu na technologię oparte na paliwie gazowym**.*"

Komentarz autora:
A więc wymieniał stryjek siekierkę na kijek i **zamiast polskiego węgla będzie gaz z importu**. Jednym słowem – głowa radziecka jak mawiała moja Babcia szlachcianka. Głowa Radziecka.

29. str. 41 „*Należy mieć jednak na uwadze, że* ***spełnienie kryterium samowystarczalności generacji krajowej bez stabilnych źródeł dysponowalnych, wymagać będzie znaczącego przewymiarowania mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych powyżej krajowego zapotrzebowania****, aby umożliwić zabezpieczenie niezbędnego wolumenu energii na wypadek długotrwałego (kilkudniowego) braku dostaw z tych źródeł.*"

Komentarz autora:
Niby prawda, ale wyrżona jakimś bełkotem. Nie można napisać wprost, normalnym językiem, że **wszystkie źródła OZE muszą! być rezwrwowane w 100 %!** **przez elektrownie zdolne do pracy ciągłej**. Czy to węglowe, czy to gazowe, czy też jądrowe. Do tego muszą zwracać prosumentom „zmagazynowaną energię" w KSE.
Ale to nie wszystko. Najnowsza turbina gazowa General Electric HA (H to generacja, A oznacza system chłodzenia powietrzem) to cud techniki. **Temperatura pracy łopatek ponad 1,5 tys. stopni Celsjusza**. W zależności od modelu prawie 450 lub 570 MW mocy elektrycznej w cyklu otwartym **przy sprawności nieco ponad 41%.**
Cena gazu wg „Cennik Standardowy w zakresie dostarczania paliwa gazowego" - obowiązujący od 1 stycznia 2021 roku firmy PGNiG to **11,024 gr/kWh**.
Przypomnę, że koszt paliwa węglowego do wyprodukowania 1 kWh energii w bloku 1075 MW w Kozienicach to tylko **7,29 gr/kWh** (0,3396 kg węgla/kWh) **licząc węgiel po 207 zł/t węgla z kopalni w Bogdance**. Zważywszy, że blok w EC Kozienice ma sprawność 49,1 % to koszt kWh z elektrowni gazowej wyposażonej w najnowsze turbiny HA General Electric jest większy o 81 %.
Rachunej jest prosty:

elektrownia gazowa: 11,024 gr/kWh / 41 % = 26,89 gr /kWh energii elektrycznej
blok 1075 MW w Kozienicach: 7,29 gr/kWh / 49,1 % = 14,85 gr /kWh energii elektrycznej
gazowa = 26,89 gr /kWh / węglowa = 14,85 gr /kWh = **81 %**

Zachodzi pytanie, czy nie rządzą nami sabotażyści tak uporczywie niszczący energetykę węglową i przestawiający kraj na gaz o 81 % droższy od węgla i kupowany za dewizy?

30. str. 49 „*Scenariusz bez energetyki jądrowej, oparty o model kosztu całkowitego (S.III), wykazuje najwyższe szczytowe zapotrzebowanie w wielkości 20,8 mld m^3, a także najwyższe średnie zapotrzebowanie na gaz ziemny w elektroenergetyce.*"

Komentarz autora:
20,8 mld m^3 pomnożone przez współczynnik konwersji 11,252 kWh/m^3 jest równe 2,340416E+011 kWh.
2,340416E+011 kWh pomnożone przez 0,11024 zł/kWh jest równe 2,580074598E+010 zł.
Tak więc koszt gazu w scenariuszu S.III to **25 800 745 980 zł** (dwadzieścia pięć miliardów ... zł). Za te pieniądze można kupić w Kopalni „Bogdanka" **124 641 284,9 t węgla**. Zużycie węgla kamiennego w elektroenergetyce zawodowej w 2019 było równe 36,1 mln. t więc **za cenę rocznych zakupów gazu można utrzymać elektrownie węglowe przez 3,453 lata**.
W świetle tych prostych obliczeń, tylko głowa radziecka może proponować Polakom elektrownie gazowe zamiast istniejących węglowych. Tylko Głowa Radziecka jest do tego zdolna.

31. str. 51 „*Wyniki pokazują, że energetykę jądrową charakteryzuje najniższy uśredniony koszt całkowity ze wszystkich analizowanych źródeł dla średnioważonego kosztu kapitału (WACC) niższego od 6%.* ***Jednocześnie wraz ze wzrostem kosztu finansowania, uśredniony, zdyskontowany koszt całkowity produkcji energii elektrycznej dla technologii jądrowych rośnie najszybciej****. Przykładowo, koszt całkowity produkcji energii elektrycznej dla energetyki jądrowej* ***wzrósłby o ponad 350% w przypadku podniesienia kosztu kapitału z 0% do 15%,*** *gdzie dla porównaniu taki sam wzrost kosztu kapitału* ***dla energetyki gazowej powoduje tylko 25% wzrost kosztu całkowitego****. Pokazuje to* ***jak ważnym elementem inwestycji w energetykę jądrową jest opracowanie efektywnego modelu finansowania****, który wraz z* ***istotnym wsparciem państwa*** *pozwoli na możliwe zmniejszenie kosztu kapitału elektrowni jądrowej, czyniąc ją tanim źródłem energii dla społeczeństwa i gospodarki.*"

Komentarz autora:
Wyjaśnijmy sobie, co to jest ten WACC.

> "*Średni ważony koszt kapitału (WACC - Weighted Average Cost of Capital), jest podstawowym współczynnikiem dyskontującym dla większości dochodowych metod wyceny przedsiębiorstwa. Wyznaczenie jego wielkości jest również niezbędnym elementem do obliczenia ekonomicznej wartości dodanej dla wybranej spółki.*
> *Mając obliczony koszt kapitału obcego oraz koszt kapitału własnego przedsiębiorstwa, wyznaczenie średniego ważonego kosztu kapitału nie powinno sprawiać trudności żadnemu analitykowi. Opiera się ona na prostym rachunku, który przedstawić możemy za pomocą następującego wzoru:*
> *WACC = Kkw * %Kw +* ***Kko * %Ko*** ** (1-T)*
> *gdzie:*
> *WACC - Średni ważony koszt kapitału*
> *Kkw - Koszt kapitału własnego*
> *%Kw - Procentowy udział kapitału własnego w strukturze majątku*
> ***Kko - Koszt kapitału obcego***
> ***%Ko - Procentowy udział kapitału obcego w strukturze majątku***
> *T - Stopa podatku dochodowego*
>
> ***Równanie (1-T), jest spowodowane efektem tarczy podatkowej, wedle, której odsetki od zaciągniętych kredytów i pożyczek spółka może wliczyć do kosztów, co z kolei zmniejsza podstawę opodatkowania i pozwala***

zachować firmie większą część wypracowanych zysków. Głównie z tego powodu powszechnie uważa się, że koszt kapitału własnego jest zazwyczaj wyższy niżeli koszt kapitału obcego przedsiębiorstwa.

Przykład:
Koszt kapitału własnego wyznaczony na podstawie modelu CAPM dla spółki XYZ sięga 12%, koszt kapitału obcego jest natomiast równy 8%. Na chwile obecną zadłużenie przedsiębiorstwa XYZ wynosi 40%.
1. Oblicz średni ważony koszt kapitału tejże spółki, przy założeniu 19% stopy podatku dochodowego.
2. Oblicz średni ważony koszt kapitału tejże spółki, przy założeniu 19% stopy podatku dochodowego i ***zwiększeniu zadłużenia do 80% majątku całkowitego****.*

1. Mają podane wszystkie niezbędne informacje, możemy obliczyć WACC podstawiając dane do wyżej przedstawionego wzoru:
*WACC = 12% * 0,6 + 8% * 0,4 * (1-0,19)*
WACC = 0,072 + 0,026 = 9,8%
Odpowiedź: Średni ważony koszt kapitału spółki XYZ wynosi ***9,8%.***

2. Zmiana struktury majątku pod względem kapitałów obcych i kapitałów własnych ma bardzo duży wpływ na wynik średniego ważonego kosztu kapitału. Przejdźmy zatem do obliczeń ...
*WACC = 12% * 0,2 + 8% * 0,8 * 0,81*
WACC = 0,024 + 0,052 = 7,6%
Odpowiedź : Po ***wzroście zadłużenia spółki XYZ do poziomu 80%*** *średni ważony koszt kapitału będzie równy* ***7,6%.***

Mając na uwadze powyższy przykład, można wnioskować, że przez tzw. efekt tarczy podatkowej wyższy poziom zadłużenia spółki determinuje spadek średniego ważonego kosztu kapitału. Należy jednak przy tym pamiętać, o zagrożeniach wynikających z nadmiernego finansowania się kapitałami obcymi w przedsiębiorstwie."

Wyglada na to, ze polskie elektrownie jądrowe będą budowane z kredytów grandziarzy (jak to ich określa pan Michalkiewicz) skoro WACC ma być niski na poziomie 6 %.

32. str. 51 *„Podobną zależność, choć w mniejszym stopniu, można zaobserwować analizując wrażliwość kosztu całkowitego na wydłużenie czasu budowy inwestycji.* ***Na przykład, koszt całkowity produkcji energii elektrycznej z technologii jądrowej rośnie o ponad 20% przy wydłużeniu czasu budowy elektrowni jądrowej o 5 lat****. Dla porównania,* ***ten sam okres wydłużenia czasu budowy dla technologii gazowej CCGT*** (od autora: bloku gazowo-parowego)***, powoduje, że całkowity koszt produkcji energii elektrycznej rośnie jedynie o 5%****."*

Komentarz autora:
Cieszy choćby ta odrobina prawdy, że **EJ to wyjątkowy badziew jeśli chodzi o ekonomię**.
Co zaś się tyczy technologii gazowej CCGT to są już takie bloki w Polsce i są takie oto z nimi problemy:

„Np. najnowsza turbina gazowa General Electric HA, ma wrodzony defekt. Objawił się on także w Polsce.
HA (H to generacja, A oznacza system chłodzenia powietrzem) to cud techniki. Temperatura pracy ponad 1,5 tys. stopni Celsjusza. W zależności od modelu prawie 450 lub 570 MW mocy elektrycznej ***w cyklu otwartym przy sprawności nieco ponad 41%****.(* **od autora: dla porównania blok węglowy o parametrach nadkrytycznych ma sprawność 49,1 % więc ta sprawność ponad 41 % w bloku gazowym to żdana rewelacja***)*
Pierwsza HA - w wersji 9HA dla sieci 50 Hz - we Francji, w elektrowni EDF Bouchain przy 600 MWe osiągnęła latem 2018 roku sprawność 62,22% netto. W wersji 7HA czyli dla sieci 60 Hz osiągnięto jeszcze lepszy wynik. W japońskiej elektrowni Nishi Nagoya zespół składający się z trzech HA i turbiny parowej przekroczył 63%. General Electric twierdziło, że 65% jest w zasięgu. Co ciekawe, jedna z pierwszych turbin trafiła do Kazania w Rosji, gdzie osiągnęła 80% sprawności wliczając w to produkcję ciepła. Ale już wtedy było wiadomo, że z turbiną jest coś nie tak, mimo, że rozchodziły się jak ciepłe bułeczki.
We wrześniu 2018 r. ***w elektrowniach Exelona w Teksasie doszło do serii usterek, a w jednym wypadku - zaledwie po 2 miesiącach pracy - doszło do urwania co najmniej jednej łopatki pierwszego stopnia turbiny****. Naprawa trwała 2 miesiące. Inny klient - Invenergy - zażądał wymiany potencjalnie felernych elementów jeszcze przed uruchomieniem elektrowni w Pensylwanii.*

We wrześniu 2018 r. - kiedy na świecie pracowało już 30 sztuk HA - GE oficjalnie przyznało, że problem polega na nadmiernym utlenieniu (czyli korozji) łopatek, ***zarzekając się jednocześnie, że wada powstaje w trakcie produkcji, a nie przy pracy w ekstremalnych temperaturach.*** *Koncern przyznał, że wada potencjalnie ujawnia się we wszystkich dostarczonych już HA w liczbie 51. Od USA po Tajwan. Ale komunikat GE odnosił się nie tylko do modelu HA. Koncern oświadczył jednocześnie, że identyczny problem dotyczy również 75 egzemplarzy starszej generacji turbin, oznaczanej jako 9FB, a czasami też jako F.05.*

I to pojawia się wątek polski, bo oświadczenie GE zbiegło się niemal idealnie w czasie z awarią w elektrociepłowni PKN Orlen we Włocławku, której sercem jest…9FB. Awaria musiała być poważna, skoro u Exelona naprawa po urwaniu się łopatki trwała dwa miesiące, a Włocławek jak stanął we wrześniu, tak stoi. I ma postać jeszcze kilka miesięcy*. Co zauważyła nawet organizacja europejskich operatorów przesyłowych ENTSO-E w swoich analizach na zimę 2018/2019,*

wskazując na szczęście, że prawdopodobieństwo poważniejszych konsekwencji dla polskiego systemu jest nikłe. Historia we Włocławku skończy się pewnie jak gdzie indziej - na gwarancyjnej naprawie.

Ale to nie koniec potencjalnych problemów. ***Bo w Polsce jest jeszcze jedna 9FB (F.05).*** *Cztery lata temu z mozołem, parę razy czekając na wyższy poziom wody w Wiśle, turbina z Belfort dopłynęła do Stalowej Woli. Wrześniowy komunikat GE u inwestorów (PGNiG i Tauron) spowodował lekki ból głowy, bo ta elektrownia i tak była najbardziej pechową inwestycją w historii energetyki III RP - po drodze przydarzyło jej się bankructwo generalnego inwestora, hiszpańskiego Abenera i kilkuletnie opóźnienie.* ***Jak nam powiedziała osoba znająca sprawę na razie trwają analizy. -Nie wiemy jeszcze czy wystarczą zmiany operacyjne w jej pracy i częstsze przeglądy czy też potrzebna będzie wymiana łopatek****. Ale turbina jest na gwarancji- tłumaczy. "*
Tu źródło: https://wysokienapiecie.pl/16100-klatwa-gazowej-turbiny/

33. str. 51 „*Podkreślić należy, że uśredniony, zdyskontowany koszt całkowity energii produkowanej w źródłach jądrowych zależy wyraźnie od współczynnika wykorzystania mocy.* ***Z przeprowadzonych analiz wynika, że koszt ten może spaść z poziomu ponad 750 PLN/MWh, w sytuacji kiedy współczynnik wykorzystania mocy wynosi 30%,*** *nawet do poziomu* ***ok. 300 PLN/MWh, kiedy współczynnik ten wynosi 90% (przy założeniu WACC=6%). Jest to stosunkowo największy spadek uśrednionego kosztu całkowitego ze wszystkich źródeł konwencjonalnych.*** *W przypadku OZE, początkowy silny spadek kosztu całkowitego wraz ze wzrostem współczynnika wykorzystania mocy hamuje po osiągnięciu jego wartości na poziomie około 25-30%, ze względu na rosnący udział kosztów systemowych.*"

Komentarz autora:
OZE wymusza pracę elektrowni węglowych poniżej poziomu mocy nominalnej i do częstych zatrzymań-rozruchów obniżając ich żywotność. A tu proszę **praca EJ na 30 % mocy nominalnej podnosi cenę energii na niebotyczny pułap 750 zł/MWh**. Takie to cudo te elektrownie jądrowe. **Rys. 18.12. pokazuje koszty wytwarzania energii zdyskontowane na rok 2013, z uwzględnieniem kosztów opłat za emisję CO_2 w wysokości 160 z//t CO2. Cena za 1 MWh bez opłat za emisję CO_2 jest odpowiednio równa 215 z węgla brunatnego i 225 zł z węgla kamiennego**.

Bez opłat za emisję CO_2 w wysokości 160 z//t CO_2 energia z węgla jest 3x tańsza od enegii z atomu. Proste? Proste!

34. „*Wysoką wrażliwość na cenę paliwa podstawowego wykazują również źródła opalane biomasą i* ***w mniejszym stopniu źródła węglowe****. Wrażliwość kosztu całkowitego odnawialnych źródeł energii, ze względu na brak paliwa podstawowego, jest zerowa,* ***pamiętać należy jednak o konieczności uwzględnienia potrzebnej rezerwy mocy na wypadek braku korzyst nych warunków pogodowych****.*"

Komentarz autora:
No proszę, **napisano trochę prawdy, ale tylko 4 słowa**. Trochę mało jak na 68 stron ministerialnego tekstu „w sprawie Program polskiej energetyki jądrowej". Zapomniano zupełnie „***o konieczności uwzględnienia potrzebnej rezerwy mocy na wypadek braku korzystnych warunków pogodowych***". Bez uwzględnienia tej rezerwy wszystkie te symulacje są jakby bezwartościowe.

35. str. 59

„Jeśli w przypadku ***energetyki zawodowej współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni jest relatywnie wysoki i wynosi ok. 70%****, to dla elektrowni wiatrowych jest to odpowiednio ok. 15% i 25% dla elektrowni onshore i offshore. Dla elektrowni wodnej wielkość ta będzie wynosiła ok. 30%, zaś dla słonecznej fotowoltaicznej ok. 12%."*

źródło: „**CZY OZE SĄ KONKURENCYJNE DLA ŹRÓDEŁ KONWENCJONALNYCH**", autorzy: Agnieszka Wantuch (AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki), Mirosław Janowski (AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Katedra Surowców Energetycznych).

Oznacza to, że poniżej przywołana ministerialna tabela **zawiera naciągane dane**!

Tabela 6. Średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy (CF) [%]

	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Energetyka jądrowa – PWR GEN III(+)	84,2%	84,2%	84,2%	84,2%	84,2%	84,2%
Morskie farmy wiatrowe (MFW)	44,5%	45,7%	46,9%	48,2%	49,5%	50,8%
Lądowe farmy wiatrowe (LFW)	35,4%	36,2%	36,9%	37,6%	38,4%	39,1%
Fotowoltaika (PV)	10,6%	11,5%	12,4%	13,2%	14,1%	15,0%
Biomasa	56,0%	56,0%	56,0%	56,0%	56,0%	56,0%
Gaz ziemny – OCGT	6,7%	6,7%	6,7%	6,7%	6,7%	6,7%
Gaz ziemny – CCGT	49,0%	49,0%	49,0%	49,0%	49,0%	49,0%
Gaz ziemny – CCGT + CCS	49,0%	49,0%	49,0%	49,0%	49,0%	49,0%
Węgiel kamienny – ASC PC	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%
Węgiel kamienny – ASC PC + CCS	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%
Węgiel kamienny – IGCC	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%	62,8%

Źródło: National Renewable Energy Laboratory (NREL) – ATB'19, Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) – PRSP'20; opracowanie – Biuro Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej

Tab. 16.25. Zawiera dane raportu MinKlim „Średnioroczny wspólczynnik wykorzystania mocy (CF) [%]".
(ASC PC+CCS – blok na węgiel kamienny, na parametry nadkrytyczne z instalacją wychwytu i składowania CO_2).

Komentarz autora:
Nieprawdziwe po części dane. Przykładowo w Tabeli 6:

- **Lądowe farmy wiatrowe (LFW)** w roku 2020 - **35,4 %** zaś w roku 2045 – **39,1 %**.
A prawda jest tak, że w roku 2020 było to **27,88 %** i tyle samo będzie zapewne w roku 2045, bo ta technologia jest dopracowana i osiągnęła swój pułap. Różnica zależy wyłącznie od niewielkiej zmienności wiatrów. W 2019 było **26,72 %**. To samo dotyczy morskich farm wiatrowych, których na razie w Polsce nie ma. CF na poziomie **35 %** to ich pułap a nie jakieś wydumane **50,8 %** w roku 2045.

- **Fotowoltaika (PV)** w roku 2020 - **10,6 %** zaś w roku 2045 – **15,0 %**.
A prawda jest tak, że w roku 2020 było to **8,94 % do 7,94 %** i tyle samo będzie w roku 2045, bo efekt fotowoltaiczny / fotoelektryczny ma stałą sprawność a słońce przecież nie zacznie bardziej świecić. Skąd wzięli te 15,0 %?

str. 60:
To samo dotyczy Tabela 7. *Średnioroczna sprawność wytwarzania energii elektrycznej*. Przykładowo:
- Węgiel kamienny nie 30,9%/ 38,8 %/ 40,7 % tylko 33,5–46% a brunatny 33,5–44% źródło: https://www.cire.pl/pliki/1/2019/elastycznosc_kse.pdf
Dla Węgiel kamienny – ASC PC (bloku na parametry nadkrytyczne ASC (Advanced Super Critical) to nie 38,8% tylko 49,1 % jak w Kozienicach blok 11.

Technologie bloków węglowych

Parametr	Bloki starsze	Bloki nowoczesne
Moce	120, 200, 360, 500	460, 860, 910, 1075
Sprawności	32%-38%	42%-48%
Czasy wykorzystania mocy zainstalowanej	Zależny od operatora – 2016 -5723 h - 2017 – 5080 h	
Moc minimalna	~60%	~40
Przyrost mocy	~1-5 MW/min	~10- 40 MW/min
Czas rozruchu (ze stanu zimnego)	~2-5 h i więcej	

Politechnika
Warszawska

Tab. 16.26. Zawiera prawdziwe dane, na temat istniejących w Polsce, bloków węglowych. Bloki „starsze” to bloki „gierkowskie”. Porównanie tych danych z ministerialnymi pokazuje rozmiar szerzonego „kłamstwa węglowego”. źródło: https://www.senat.gov.pl/gfx/senat/userfiles/_public/k9/komisje/2019/kgni/materialy/bujalski_technologie.pdf

To samo dotyczy Tabela 8. *Cykl życia inwestycji - czas życia*. Przykładowo:
- fotowoltaika (PV) to 20 lat życia a nie 25. To samo dotyczy farm wiatrowych: 20 lat życia a nie 25.
- turbiny gazowe to 25 lat a nie 30. „*Typowy **okres eksploatacji jednostki gazowej to 25lat**, a więc o 10 lat krócej w porównaniu z blokami węglowymi*.” za: https://inzynieria.com/uploaded/magazines/pdf/pe09_przyszlosc_elektrowni_i_elektrocieplowni_gazowych.pdf

Jest tego więcej a to się nazywa podrasowywanie parametrów i jest niegodne powaznego opracowania.

36. str. 61 „*Wykorzystane środowisko analityczne - oprogramowanie PLEMOS od Energy Exemplar. Wykorzystane do obliczeń oprogramowanie jest narzędziem posiadającym cechy typowego modelu obiektowego. Podstawowym jego zadaniem jest rozwiązanie zestawu równań z określoną funkcję celu, polegające na wykonaniu zadania optymalizacji w postaci minimalizacji całkowitego kosztu wytwarzania energii elektrycznej w długoterminowym horyzoncie planistycznym. Analizy prowadzone są w oparciu o dostarczone dane wejściowe oraz zadane ograniczenia. Sparametryzowany model obliczeniowy pozwala na znalezienie optymalnej kombinacji nowych inwestycji w sektorze wytwarzania, przy minimum kosztów pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczne w systemie elektroenergetycznym, w długoterminowym horyzoncie planistycznym. Sformułowanie zadania obliczeniowego realizowane jest w postaci poniższego zadania optymalizacji (funkcji celu):.*”

$$\min\left\{\begin{array}{l}\sum_y\sum_g \mathrm{DF}_y \times (\mathrm{BuildCost}_g \times GenBuild_{g,y}) + \\ + \sum_y \mathrm{DF}_y \times \left[\mathrm{FOMCharge}_g \times 1000 \times \mathrm{PMAX}_g \left(\mathrm{Units}_g + \sum_{i \le y} GenBuild\ \mathrm{Units}_{g,i}\right) + \right] \\ + \sum_t \mathrm{DF}_{t\in y} \times \mathrm{L}_t \times \left[\mathrm{VoLL} \times USE_t + \sum_g \left(\mathrm{SRMC}_g \times GenLoad_{g,t}\right)\right]\end{array}\right\} \quad (1)$$

gdzie:

GenBuild(g,y) – liczba jednostek wytwórczych wybudowana w roku y dla generatora (technologii) g,
GenLoadg,t – poziom obciążenia jednostki wytwórczej g w okresie t,
USEt – energia niedostarczona w przedziale t rozdziału na jednostki wytwórcze,
D – stopa dyskonta, gdzie DFy = 1/(1 + D)y jest stopą dyskontową zastosowaną na rok, aDFt jest czynnikiem dyskonta w okresie t,
Lt – czas trwania rozdziału obciążeń w okresie t [godziny],
BuildCostg – koszt budowy generatora g [PLN] (overnight build cost),
PMAXg – maksymalna zdolność wytwórcza z każdej jednostki generacyjnej g [MW],
Unitsg – liczba zainstalowanych jednostek wytwórczych generatora g,
VoLL – koszty wynikające z utraty obciążenia (koszt niedostarczonej energii) [PLN/MWh],
SRMCg – krótkotrwały koszt wytwarzania dla generatora g wyznaczony zgodnie z formułą: jednostkowe zużycie paliwa na produkcję energii elektrycznej x cena paliwa + jednostkowe zużycie paliwa na produkcję energii elektrycznej x wskaźnik emisji CO_2 paliwa x cena uprawnień do emisji CO_2 + inne koszty zmienne (w tym koszty systemowe i środowiskowe)[PLN/MWh],
FOMChargeg – koszty stałe wynikające z utrzymania i konserwacji generatora g [PLN].

Komentarz autora:
Powyższe zadanie opisane wzorem „funkcji celu", **w drugim nawiasie kwadratowym**, ma miana (nazwy jednostek miary):

VoLL – koszty wynikające z utraty obciążenia (koszt niedostarczonej energii) [**PLN/MWh**],
USEt – energia niedostarczona w przedziale t rozdziału na jednostki wytwórcze, (w domyśle od autora [**MWh**])
SRMC g – krótkotrwały koszt wytwarzania dla generatora g wyznaczony zgodnie z formułą: jednostkowe zużycie paliwa na produkcję energii elektrycznej x cena paliwa + jednostkowe zużycie paliwa na produkcję energii elektrycznej x wskaźnik emisji CO2 paliwa x cena uprawnień do emisji CO2 + inne koszty zmienne (w tym koszty systemowe i środowiskowe) [**PLN/MWh**],
GenLoad g,t – poziom obciążenia jednostki wytwórczej g w okresie t (w domyśle od autora [**MW**])

co podstawione do wzoru ma postać:

[VoLL [**PLN/MWh**] **x** USEt [**MWh**] **+** SRMCg [**PLN/MWh**] **x** GenLoad g,t [**MW**]] a same miana (do redukcji) mają postać:
[PLN/MWh **x** MWh **+** PLN/MWh **x** MW] co redukuje się do:
[PLN **+** PLN/**h**]
a to oznacza, że **nie można dodać tych członów, bo zachodzi niezgodność jednostek/miana** w tym drugim nawiasie kwadratowym.
Dowiedziono zatem, że całe to równanie to lipa, skoro nie zgadzają się jednostki. Zapewne i samo oprogramowanie PLEMOS od Energy Exemplar to też lipa, skoro „przetwarza" takie fizyczne babole „*funkcji celu*".

37. str. 63 „*Finalnie elektrownie jądrowe muszą stać się elementem dywersyfikującym źródła energii, prowadząc do zaspokojenia potrzeb i zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju.* ***Każdy obywatel musi mieć przy tym niezbywalne prawo do informacji na temat funkcjonowania elektrowni i jej wpływu na otoczenie (o ile informacja nie będzie zagrażała bezpieczeństwu obiektu).*** *Do tego niezbędne jest wprowadzenie programu informacyjnego i edukacyjnego. Program ten nie może mieć charakteru propagandy na rzecz energetyki jądrowej. Powinien natomiast dostarczać społeczeństwu rzetelnych informacji oraz wskazywać na atuty i wady energii jądrowej i jej miejsce wśród innych metod pozyskiwania energii.*"

Komentarz autora:
„o ile informacja nie będzie zagrażała bezpieczeństwu obiektu" – **szkoda czasu na to, aby to dalej komentować. Jedyne prawo jakie ma obywatel to prawo do płacenia podatków.**
Już pisałem o tym, że zwykły człowiek (tu k*ażdy obywatel*) na którego prawo do informacji powołują się w tym ministerialnym raporcie rozumuje tak: „skoro jest tyle zabezpieczeń to jest bezpiecznie" a jest akurat odwrotnie. Jest tyle zabezpieczeń, bo grozi stopienie reaktora i wybuch ja w Czarnobylu. Taka jest prawda.

38. str. 64 i 65 „***Cel Programu PEJ koresponduje z programem rozwoju elektromobilności - jednym z flagowych projektów SOR i kluczowym dokumentem strategicznym w tym obszarze, którym jest Plan Rozwoju Elektromobilności „Energia do przyszłości", przyjęty przez Radę Ministrów dnia 16 marca 2017 r. Wdrożenie***

bezemisyjnego źródła energii elektrycznej, jakim jest energetyka jądrowa, pozwoli osiągnąć podstawowy cel rozwoju elektromobilności, czyli radykalne obniżenie emisji C02 w sektorze transportu."

Komentarz autora:
Przykład:
Dla dwóch przykładowych samochodów elektrycznych BMW i3 i Nissan Leaf (są bardzo podobne) o parametrach poboru mocy przy ładowaniu:
1. - czas ładowania = 21,6 kWh / 50 kW (moc stacji 50 kW) = 26 min
2. - czas ładowania = 21,6 kWh / 7,4 kW (moc stacji 7,4 kW) = 175 min ≈ 3 h
3. - czas ładowania = 21,6 kWh / 2,3 kW (ładowarka 230 V, 10 A) = 590 min ≈ 10 h
pobór mocy ze źródła zasilania w przykładowym dniu 29-08-2019 kiedy to generacja = 21 345 [MW]) przy jednoczesnym ładowaniu 1 mln aut wynosi odpowiednio dla punktów 1 -3:

1. - 50 000 [MW] - przy rzeczywistej generacji = 21 345 [MW] + 1 659 [MW] (import!) co daje zapotrzebowanie 73 018 [MW]!
2. - 7 400 [MW] - przy rzeczywistej generacji = 21 345 [MW] + 1 659 [MW] (import!) co daje zapotrzebowanie 30 418 [MW]!
3. - 2 300 [MW] - przy rzeczywistej generacji = 21 345 [MW] + 1 659 [MW] (import!) co daje zapotrzebowanie 25 318 [MW]!

I teraz bardzo proszę, niech ktokolwiek odpowie na proste pytanie: Skąd wziąć dwuipółkrotnie większą moc (na szybki ładowanie 1 000 000 samochodów elektrycznych) niż posiada cały system elektroenergetyczny w Polsce!
System elektroenergetyczny dostarcza dniu 29-08-2019 moc **21 345 [MW]** a zapotrzebowanie to **73 018 [MW]!**

Gdyby temu milionowi kierowców **w skrajnym przypadku** przyszło do głowy naładować samochody w tej samej godzinie w dniu 29-08-2019 to przy generacji równej 21 345 [MW] importowi 1 659 [MW], to faktyczne zapotrzebowanie wyniosłoby 21 345 [MW] + 1 659 [MW] + 50 000 [MW] = 73 018 [MW].
Stanowi to 342% mocy całego systemu!
To, że taki skrajny przypadek, jest bardzo, ale to bardzo mało prawdopodobny, nie ma żadnego znaczenia. Ja wskazują istniejący, realny PROBLEM mogący jednak rzeczywiście wystąpić!

W tym skrajnym przypadku szybkiego, jednoczesnego ładowania miliona samochodów (1/2 h) wymagane jest wybudowanie 12 (dwunastu) nowych elektrowni wielkości Bełchatowa (łączna moc maksymalna Elektrowni Bełchatów wynosi 5 472 MW)!
Pomyślał o tym ktoś z rządzących III RP? A czy Głowa Radziecka w ogóle myśli?

Przeliczając 12x EC Bełchatów na bardziej realne źródła energii w postaci elektrowni jądrowych, których koszt zapewne przekroczyłby 750 mld zł – nie licząc łapówek i marnotrawstwa – jako, że szacunkowy koszt pierwszej planowanej budowy elektrowni jądrowej wyceniono na ok. **15 mld zł za 1000 MW**. Źródło: http://wgospodarce.pl/informacje/49637-koszt-budowy-elektrowni-atomowej-to-40-70-mld-zl
Co więcej to nawet ładowanie w ciągu 3 godzin miliona aut (zapotrzebowanie 7 400 [MW]) wymaga wybudowania 2 (dwóch!) nowych elektrowni wielkości Bełchatowa! lub ponad dwóch potężnych elektrowni atomowych jak np. Fukushima I
(Fukushima Daiichi) z sześcioma reaktorami BWR o łącznej mocy 4 700 [MW] – koszt 141 mld zł **a więc 30 mld zł/ 1000 MW a nie 15 mld**.
(Szacunki odnośnie wysokowydajnych ładowarek dużej mocy dla 1 mln samochodów to kolejne około 100 mld zł – razem to już 241 mld zł). **Głowa Radziecka i tyle.**

Podsumowując w nowatorski sposób oparty na statystyce ulubionych przez zielono-ładowców słówek to w najnowszym dokumencie rządowym „Program polskiej energetyki jądrowej" na 25 398 wyrazów użyto:

aż **63** razy słowa bezpieczeństwo/bezpieczeństwa
aż **14** razy słowa dywersyfikacja/dywersyfikację
aż **29** razy słowa OZE
aż **18** razy słowa UE
aż **32** razy słowa CO_2
aż **84** razy słowa środowisko
aż **25** razy słowa perspektywy/perspektywą
aż **29** razy słowa klimat
aż **20** razy słowa wariant
aż **130** razy słowa program/programem/programu/programie/programach
aż **16** razy słowa niesterowalnych (chodzi o EPV, EWL i EWM które wcale nie są niesterowalne tylko mają przypadkowe okresy pracy a to jest zupełnie co innego)
aż **54** razy wiatrowej/ wiartowa/wiatrowe/wiatrowych
aż **15** razy słowa PV
aż **11** razy słowa szczytowe/szczytowych/szczytach (**chodzi o el. gazowe OCGT, które w tych 4 scenariuszach nie są szczytowe tylko REZERWOWE!**)
aż **12** razy słowa odnawialny/odnawialne
aż **59** razy słowa model/modelowania
aż **16** razy słowa ryzyk/ryzyka/ryzykiem
aż **63** razy słowa bezpieczeństwa/bezpieczeństwo
aż **12** razy słowa optymalny/optymalnej
aż **84** razy słowa środowisko/środowiska/środowiskowe
aż **4** razy słowa neutralności klimatycznej
aż **9** razy słowa bezemisyjny/bezemisyjność
aż **51** razy słowa gazowych/gazowe/gazowej

aż **7** razy słowa cieplarnianych/cieplarniany
aż **96** razy słowa cel/celu
aż **124** razy słowa rozwoju/rozwój/rozwija
aż **376** razy słowa jądrowa/jądrowej/jądrowych/jądrowe/jądrowego
aż **16** razy słowa niesterowalny/niesterowalnych
aż **68** razy słowa **węgiel/węgla/węglem**
i tylko 18 razy słowa węglowe/węglowych.

Na 1 555 użytych w sumie jak wyżej słów-wytrychów przyjaznych „zielono-ładowcom" - tylko 18 razy użyto słowa węglowe/węglowych.

Widać o elektrowniach węglowych, które w nowobudowanych ostatnio blokach - jak Kozienice - blok 11 - mają najwyższą sprawność sięgającą 49,1 % nie wolno wspominać. Widać UE surowo zakazała.
Za to węgiel/węgla/węglem występuje aż 68 razy - takim to jest wrogiem Polski i Polaków ten znienawidzony przez wszystkich zielono-ładowców węgiel.

Cały ten dokument rządowy to są peany na cześć elektrowni atomowych oraz nachalna propaganda niskich lotów. Nic merytorycznego. Żadnych porównań obecnych elektrowni węglowych z planowanymi jądrowymi w kontekście ekonomii, efektywności, sprawności (sprawność EJ to tylko 36 %), kosztów budowy, eksploatacji i remontów oraz modernizacji, kosztów produkowanej energii. Praktycznie NIC!
Poza „*Harmonogram realizacji inwestycji - Harmonogram budowy EJ*" cytowanym w pt. 25 który sugeruje budowę pierwszego bloku jądrowego **przez 16 lat** oraz rysunkami od 2 do 9 pokazującymi 4 rządowe modelowe scenariusze struktury mocy zainstalowanej w KSE na lata 2021-2045 [GW] to nie ma tam nic konkretnego poza nachalnym promowaniem drogiej i niebezpiecznej energetyki jądrowej.
A do tego te manipulacje słowne np. w nazewnictwie elektrowni gazowych OCGT (ang. Open Cycle Gas Turbine) celowo zwanych w w programie rządowym szczytowymi, które to nie są wcale elektrowniami szczytowymi, tylko podstawowymi i **mają rezerwować w 100 % elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne, które przez większość doby są zupełnie bezużyteczne**. Jak można tak manipulować.

Doskonałą ilustracją do tego szaleństwa zielono-ładowego jest sytuacja w PSE z dnia 18-01 A.D. 2021 (poniedziałek), cyt.:

> *„18 stycznia 2021, 18:50 - Rekord zapotrzebowania na moc*
> ***W poniedziałek 18 stycznia 2021 r. o godz. 10:45 odnotowano rekordowe, najwyższe w historii zapotrzebowanie KSE na moc - 27 380 MW.** Poprzednie najwyższe zapotrzebowanie na moc odnotowano 10 grudnia 2020 roku. Wyniosło ono wówczas 26 817 MW.*
> *Na tak wysokie zapotrzebowanie wpłynęła przede wszystkim niska temperatura powietrza, przekraczająca na niektórych obszarach kraju -20°C. Bardzo wysokie zapotrzebowanie utrzymywało się przez znaczną część dnia, przekraczając poziom 27 000 MW w niemal całym okresie szczytu porannego.*
> *W zdecydowanej większości zapotrzebowanie zostało zbilansowane dzięki generacji źródeł krajowych, a operator dysponował odpowiednią rezerwą mocy. W momencie rekordu zapotrzebowania planowe **saldo wymiany transgranicznej wyniosło ok. 834 MW w kierunku importu do Polski**.*
> *Produkcja krajowych źródeł PV osiągnęła w szczytowym momencie ok. 700 MW, z kolei produkcja farm wiatrowych oscylowała wokół 300-450 MW.*
> *Pomimo wysokiego zapotrzebowania, system cały czas pracował stabilnie. Na najbliższe dni zapowiadane są nieco wyższe temperatury niż 18 stycznia, niemniej zapotrzebowanie będzie nadal utrzymywać się na bardzo wysokim poziomie."*

źródło: https://www.pse.pl/-/rekord-zapotrzebowania-na-m-1?safeargs=

W sumie "zielona energia" zapewniła więc 802,2 MW, czyli 2,9 % zapotrzebowania w szczycie poboru o 10:45:

	Data	Godzina	Generacja źródeł wiatrowych na dzień 10-09-2020 r. **6 222,060 [MW]**	Generacja źródeł fotowoltaicznych na dzień 10-09-2020 r. **2 528,371 MW**	Suma generacji źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych	Procentowy udział źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych odniesiony do max. poboru w dniu 2021-01-18, o godz. 10:45, równym: **27 380 MW**
1	2021-01-18	1	469,2	0,0	469,2	1,7%
2	2021-01-18	2	476,6	0,0	476,6	1,7%
3	2021-01-18	3	512,6	0,0	512,6	1,9%
4	2021-01-18	4	492,3	0,0	492,3	1,8%
5	2021-01-18	5	526,0	0,0	526,0	1,9%
6	2021-01-18	6	546,8	0,0	546,8	2,0%
7	2021-01-18	7	527,2	0,4	527,6	1,9%
8	2021-01-18	8	450,7	10,5	461,2	1,7%
9	2021-01-18	9	447,3	87,3	534,6	2,0%
10	**2021-01-18**	**10**	**427,1**	**375,1**	**802,2**	**2,9%**
11	2021-01-18	11	387,2	711,9	1 099,1	4,0%
12	2021-01-18	12	331,1	675,6	1 006,7	3,7%
13	2021-01-18	13	295,6	613,0	908,6	3,3%
14	2021-01-18	14	334,1	415,8	749,9	2,7%
15	2021-01-18	15	370,9	143,1	514,0	1,9%
16	2021-01-18	16	590,0	21,8	611,8	2,2%

17	2021-01-18	17	820,6	1,0	821,6	3,0%
18	2021-01-18	18	1 018,1	0,0	1 018,1	3,7%
19	2021-01-18	19	1 137,8	0,0	1 137,8	4,2%
20	2021-01-18	20	1 422,1	0,0	1 422,1	5,2%
21	2021-01-18	21	1 657,5	0,0	1 657,5	6,1%
22	2021-01-18	22	1 767,3	0,0	1 767,3	6,5%
23	2021-01-18	23	1 765,7	0,0	1 765,7	6,4%
24	2021-01-18	24	1 876,3	0,0	1 876,3	6,9%

Tab. 16.25. Zawiera **dane z dnia 2021-01-18 kiedy to o godz. 10:45 wystąpił rekordowy pobór mocy w KSE równy 27 380 MW**. Procentowy udział źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych w tym czasie - **odniesiony do max. poboru o godz. 10:45 równego 27 380 MW stanowił 2,9 %. Suma mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych i fotowoltaicznych jest na dzień 2021-01-18 większa niż 9 200 MW**.

Wynika z tych danych, że źródła wiatrowe i fotowoltaiczne w tym czasie o godz. 10:45, w czasie największego poboru mocy (zapotrzebowania KSE) bździły na 8 % swojej mocy zainstalowanej a w pozostałej części tej doby, nawet na połowę tego, czyli mocą około 500 MW i mniej – patrz **Tab. 16.25.**

Ten odpowiednik 8 % mocy zainstalowanej źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych, to tak jakby EC Bełchatów pracowała na jednym zmodernizowanym „gierkowskim" bloku 390 MW. Obecnie **łączna moc zainstalowana** Elektrowni Bełchatów w 11 blokach **wynosi 5 298 MW, a moc osiągalna 5 472 MW**. Obecnie w Polsce, **łączna moc zainstalowana „zielonej energii" wynosi około 9 200 MW, a moc osiągalna „w porywach wiatru" to tylko 469.2 MW** a więc 5,1 % mocy zainstalowanej.
Przeciążalność EC Bełchtów równa 3,3 % daje 180 MW dodatkowej mocy, stawiając w śmieszności 9 200 MW moc zainstalowaną „zielonej energii" (i to „w porywach wiatru") **która osiąga 469.2 MW** (patrz tabela 16.25 - w pierwszej godzinie doby dnia 2021-01-18).

Jak w świetle tych faktów można jeszcze mówić o jakiejś „zielonej energii? Biorąc dla przykładu Scenariusz IV, gdzie w roku 2045 elektrownie PV i wiatrowe stanowią 25,7 GW + 6 GW + 21 GW = 52,7 GW mocy zainstalowanej. Pozostałe 33,4 GW to w większości nowe elektrownie gazowe. Po przeliczeniu 52,7 GW **"zielonej energii"** proporcjonalnie wg generacji z dnia 2021-01-18, o godz. 10:45 byłoby tej mocy zainstalowanej/produkcyjnej łącznie: (0,802 GW / 9,2 GW) x 52,7 GW = **4,6 GW**.
Gdy dodamy pozostałe 33,4 GW (w większości elektrownie gazowe) to mamy łącznie w roku 2045 tylko 38,0 GW **a więc o 5,1 GW mniej niż w roku 2021** (pierwsza kolumna ministerialnego rys. 8)!

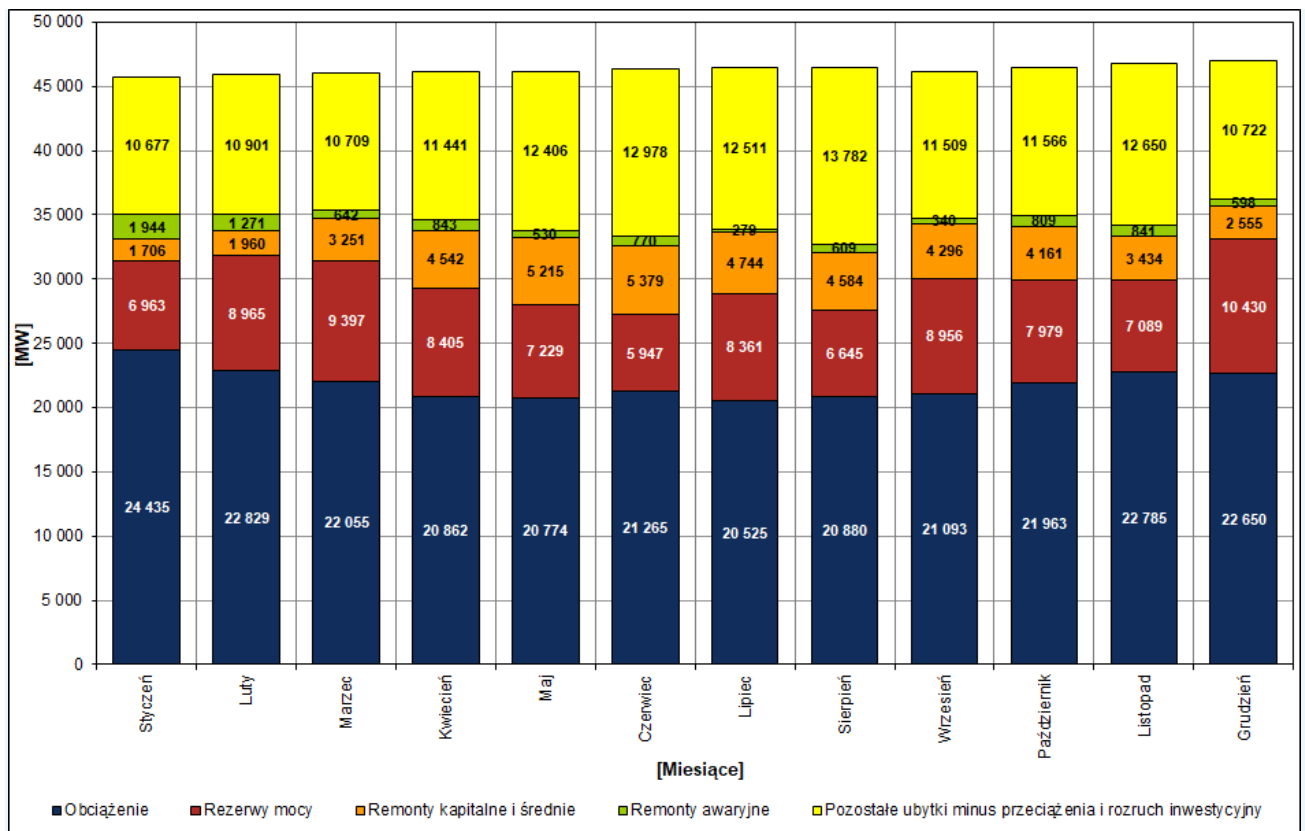
Można zapytać, co jest wart ten genialny program PLEXOS australijskiej firmy Energy Exemplar który wygenerował te cztery ministerialne scenariusze, skoro „nie widzi" tego zagrożenia? Ciekawe ile kosztowała licencja polskiego podatnika na ten program?

To są głowni twórcy genialnego programu PLEXOS australijskiej firmy Energy Exemplar. Główny inżynier odpowiedzialny za świadczenie usług pozyskiwania drewna podczas wiercenia i dr filozofii.

Ciekawe ile kosztował licencja na ten program polskiego podatnika? Oj, ciekawe.

Co więcej to te 38,0 GW mocy osiągalnej w roku 2045, to nie jest moc do bieżącego dysponowania. **Pamiętać trzeba, że znaczna część bloków energetycznych jest w remontach kapitalnych i średnich, część w remonrach awaryjnych a część to tzw. „pozostałe ubytki minus przeciążenia i rozruch inwestycyjny",** co pokazuje poniższy **Rys. 16.17.** zaczerpnięty z PSE.

Dla przykładu, z tego rysunku, w czerwcu w remoncie było w remontach kapitalnych i średnich 5 379 MW a awaryjnych 770 MW co stanowi łącznie 6 149 MW. Rezerwa mocy to tylko 5 947 MW w czerwcu 2019 roku!



Rys. 16.18. Średnie miesięczne wielkości mocy osiągalnej, obciążenia, ubytków mocy i rezerw w elektrowniach krajowych z dobowych szczytów obciążenia dni roboczych w poszczególnych miesiącach 2019 roku.

Skąd więc przy takim deficycie zdolności wytwórczych w roku 2045 miałby ludność czerpać energię do grzejników elektrycznych w miastach, gdzie pało ogrzewanie sieciowe, jak ostatnio w Warszawie tym bardziej, że za 24 lata to te niewymieniane rury całkowicie odmówią posłuszeństwa. Przecież bez prądu w mieszkaniach to małe dzieci by pomarzły.

W świetle tych omawianych powyżej czterech ministerialnych Scenariuszy, dotyczących likwidacji energetyki węglowej, przedstawionych przez Ministerstwo Klimatu, wyraźnie widać, że doprowadzą do tego, że ludzie w styczniu będą dla rozgrzewki w trampkach chodzić po śniegu. Jednak to nie jest śmieszne. Zachodzi bowiem pytanie: „**czy leci z nami pilot?**” Czy w tym MinKlim ktoś w ogóle myśli w tym co robi? Brak słów.

17. Kwestie bezpieczeństwa związane z użytkowaniem turbin wiatrowych

17.1. Kwestie bezpieczeństwa fizycznego ludności i zwierząt oraz majątku trwałego

Jeśli chodzi o rozwiązanie kwestie bezpieczeństwa związanego z użytkowaniem turbin wiatrowych - jeśli chodzi o ludność i zwierzęta oraz domostwa i inny cenny majątek trwały - to jest na to jeden tylko sposób: turbina wiatrowa od najbliższych budynków mieszkalnych, dróg, miejsc przebywania ludzi i zwierząt może znajdować się w odległości nie mniejszej niż 5 - 10-krotność jego wysokości z łopatką w najwyższym punkcie.
I wcale nie chodzi tu o wytwarzany hałas.

Dlaczego tak musi być, to wyjaśniają poniższe filmy z dezintegracji turbin wiatrowych i fruwających kilkudziesięciotonowych ich odłamków o wadze np. jednej łopaty równej 35 t a więc większej waga czołgu T-34-85 „RUDY 102" którego masa była równa 32 t.

Przykładowo w Bawarii – a więc u Niemców w których tak wpatruje i których tak słucha się rząd – **wdrożono „regułę 10-H", zakładającą, że nowa instalacja musi znajdować się w odległości równej co najmniej dziesięciokrotności jej wysokości od najbliższego osiedla mieszkaniowego**.

Przy wysokich na 200 metrów wiatrakach odległość ta (promień) wynosi zatem 2 km.

Rząd Nadrenii Północnej-Westfalii planuje wprowadzić minimalną odległość 1500 metrów.

Jest więc prosty schemat do naśladowania: **instalacja musi znajdować się w odległości równej co najmniej dziesięciokrotności jej wysokości od najbliższego osiedla mieszkaniowego, co dla większości wielkich jednostek, oznacza koło o promieniu 1,5 do 2,0 km (kilometra).**

Do jakich idiotyzmów na tle **„reguły 10-H"** dochodzi w UE i Polsce to świadczą teksty z 25 czerwca 2020, cyt.:
„***Zasada 10 H***
Przepisy ustawy odległościowej zwanej też antywiatrakową, które weszły w życie w lipcu 2016 r., wpłynęły w znacznym stopniu na kwestie podatkowe realizacji inwestycji, ustanowiły nowe obowiązki w zakresie wymogów technicznych i niezbędnych pozwoleń, istotnie ingerując w aktualne otoczenie prawne ich budowy i eksploatacji. Ponadto ustanowiły szereg nowych regulacji, z których jedynie wprowadzenie obowiązku lokalizacji elektrowni wiatrowych w oparciu o miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego nie wzbudziło większych kontrowersji.
Jedną z najbardziej szkodliwych zmian okazała się tzw. regulacja odległościowa, wprowadzająca wymóg zachowania minimalnej odległości elektrowni wiatrowych na poziomie dziesięciokrotności całkowitej wysokości urządzenia od zabudowy oraz wybranych form ochrony przyrody (tzw. reguła/zasada 10H).
Zasada 10H nakazuje lokalizowanie turbin w odległości nie mniejszej od zabudowań niż 10-krotność ich całkowitej wysokości.
Założenia. W założeniach, ustanowienie minimalnej odległości miało chronić lokalne społeczności. Okazuje się jednak, że wynik jest zupełnie inny, bo to nie tylko branża, ale także gminy i związki gmin apelują o jej zniesienie czy złagodzenie*.*

Zapowiedź zmian. Wicepremier Jadwiga Emilewicz przyznała w wywiadzie dla Polskiej Agencji Prasowej, że jest *adresatem wielu pytań od gmin na temat ustawy odległościowej. Zapytania składają te gminy w Polsce, w których jest przyzwolenie społeczne na to, aby na ich terenach mogły powstać elektrownie wiatrowe.*

Jak ***powiedziała Jadwiga Emilewicz****, resort przygląda się i analizuje skutki ustawy odległościowej, a także tego co można zrobić w jej zakresie.*

> *Tworzymy założenia do korekty ustawy odległościowej w taki sposób, aby nie naruszając konsensusu 10 H, który jest w ustawie, gmina czy związki gmin, w sąsiedztwie których taka inwestycja miałaby powstać, mogłyby skrócić odległość na podstawie zgody mieszkańców, ale ta odległość nie może być mniejsza niż – i tutaj czekamy na analizy –* ***wyjaśniła Emilewicz*** *dla PAP*

To oznacza, że zasada 10H nie zostanie zniesiona, ale po apelach gmin i ogólnej zgodzie społecznej, będzie szansa na wybudowanie elektrowni wiatrowej.

> *Mam nadzieję, że korzystne dla wielu gmin w Polsce zmiany będziemy mogli wprowadzić już wkrótce –* ***dodała Emilewicz***

Przypomnijmy, że 28 maja 2020 r. Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej wydał orzeczenie w sprawie ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych określającej minimalną odległość elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego. ***Zgodnie z wyrokiem, Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej pozostawił sądom polskim rozstrzygniecie, czy ustawa odległościowa wpłynęła bezpośrednio na spowolnienie rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce, a wymóg 10h powinien zostać zweryfikowany pod kątem niezbędności i proporcjonalności uregulowania w stosunku do uzasadnionych celów ustawodawcy krajowego****."*
źródło: https://globenergia.pl/czy-ustawa-odleglosciowa-zostanie-zlagodzona-zapowiedz-zmian/

Trzeba przyznać, że Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej jest jeszcze bardziej wyrobiony politycznie od Wicepremier Jadwiga Emilewicz. Niżej pokazuję w zaistniałych przykładach jak np. można dostać w łeb w wyniku zrzut często znacznej bryły lodu z łopaty wiatraka. Przydałoby się to i tym sędziom TSUE jak i minister.

17.2. O tym, jak to potężne wiatraki, kończą swój (często bardzo krótki) żywot

Pokażę to na filmach i kilku zdjęciach bez żadnego komentarza, bo taka forma przekazu najbardziej przemawia do rozumu człowieka.

Ogólna zasada destrukcji elektrowni wiatrowej jest taka:

- **jeden mocniejszy, gwałtowny podmuch wiatru** (wiatraki lądowe pracują przy wietrze od 3 – 5 do 12 – 16 m/s zaś morskie od 4 do 25 m/s)
- lub **jedno celne wyładowanie piorunowe w węglowo-kompozytową końcówkę łopaty** ... i po wiatraku.

Po czymś takim wiatrak nawet nie nadaje się do żadnego remontu (kapitalnego czy głównego).
To jest reguła.

Przykładowe zestawienie „awarii" wiatraków, które tak naprawdę są katastrofami budowlanymi. 11 przykładów:

1. Awarie niszczące turbin wiatrowych – łącznie 10 sfilmowanych przykładów.
https://www.youtube.com/watch?v=nemy4TD4I3A

2. Inne przykładowe awarie niszczące turbin wiatrowych.
https://www.youtube.com/watch?v=Y9JP03wjqRM

3. Uderzeniu pioruna w siłownię wiatrową, jej pożar i zniszczenie w miejscowości Jarogniew.
https://www.youtube.com/watch?v=iq5cVANdLOo

4. Efektowne zniszczenie wiatraka z uszkodzoną automatyką sterowania łopatami.
https://www.youtube.com/watch?v=dNPvFHUz2c8

5. Ludzie boją się kolejnej awarii wiatraka i domagają się kontroli – olbrzymi wiatrak z urwanym śmigłem.
https://www.youtube.com/watch?v=U484an1qZ_s

6. Uderzeniu pioruna w siłownię wiatrową i pożar śmigła w Ciołkowie gm. Krobia.
https://www.youtube.com/watch?v=kGYVlzKNzDE

Przykładowa informacja z prasy z dnia 24-11-2020: *„Zawaliła się wielka elektrownia wiatrowa Vestasa". Dalej czytamy: „Na farmie wiatrowej, która powstaje na północy Szwecji, doszło do zawalenia się elektrowni wiatrowej dostarczonej przez Vestasa. Chodzi o egzemplarz jednej z najnowszych i posiadających największe moce lądowych turbin wiatrowych. W tym przypadku posadowiono ją na wieży liczącej 155 metrów. Inwestycja jest realizowana przez wywodzącą się z Niemiec grupę WPD, która realizuje projekty wiatrowe także m.in. w Polsce. Na farmę wiatrową złożą się elektrownie duńskiego Vestasa, który dostarczy turbiny o jednostkowej mocy 4,2 MW i średnicy łopat wirnika liczącej 150 metrów. Wiadomo, że* ***do wypadku doszło w czasie silnego wiatru i śnieżycy****.* ***Zawalenie się turbiny miało nastąpić na skutek złamania się dolnej części wieży****. Na razie nie są jednak jeszcze znane dokładne przyczyny wypadku i ma je dopiero wyjaśnić dochodzenie rozpoczęte przez Vestasa."*
Źródło: https://www.gramwzielone.pl/energia-wiatrowa/104259/zawalila-sie-wielka-elektrownia-wiatrowa-vestasa

Kolejnymi potencjalnie niebezpiecznymi czynnikami związanymi z energetyką wiatrową są np. kawałki lodu odrywające się od łopat.

Odnotowano przypadek odrzucenie kawałków lodu w czasie obrotu łopaty na odległość 140 m od wieży.
Źródło: http://www.caithnesswindfarms.co.uk/AccidentStatistics.htm

W tabeli "***WIND TURBINE ACCIDENT AND INCIDENT COMPILATION***" odnotowano 2 797 wypadków i katastrof w tym zrzut często znacznych mas lodu z łopat wiatraka w przykładowych punktach zestawienia:

poz. 38. Ice throw 1996 Borgholzhausen, Sauerland/Germany
30cm ice lumps landing on footpath, and damage to trees.

poz. 43 Ice throw 08/11/1996 Werdum/Buttforde, Kreis Wittmund/Niedersachsen/Germany
Kg weight ice lumps landing in the street. Date is of newspaper.

poz. 47. Ice throw 10/01/1997 Selbitz-Sellanger, Kreis Hof/Bayern/Germany
Ice documented as thrown up to 85m, weight up to 0.5kg, between 8th and 10th January. Photographs available.

poz. 48. Ice throw 21/01/1997 Stein-Neukirch, Westerwald/Kreis/Thei nland-Pfalz
Germany Ice from Lichtenthäler turbine landed on road. Ice pieces "bigger than A4 paper" missed colleague by only 2m, travelled 80m.
[...]
poz. 358. Ice throw 01/02/2005 Schlüchtern-Hohenzell im Main-Kinzig-Kreis/Hessen/Germany/WindWorld 600kW
Ice throw on January 31st and February 1st. Pieces approx 1.5m x 0.45m thrown 140m. Landed on local road. Traffic now banned which means large detours and loss of amenity. **(W sam raz kawałek na głowę tych sędziów z TSUE jak i pani minister za te ich idiotyczne wygibusy prawne.)**
[...]

poz. 2024. Ice throw 30/11/2016 Balsams ski area, New Hampshire USA "Researchers warn of ice-throw danger from wind turbines at Balsams". Researchers who worked near the 400-foot high turbines on peaks above the Balsams ski area say there is reason to be worried about people getting too close as they observed chunks if ice being thrown and found ice craters and broken saplings 930 feet from turbines.

poz. 2043. Ice throw 31/12/2016 Mahneweg, Bocholt, Westfalia Germany "Eisbrocken-fallen-aus-98-Metern-Hoehe-Windradhatte-sich-nicht-abgeschaltet" (In German - Ice fell from 98m height - turbine had not been turned off). Werner van Veenendall had a narrow escape on 31 December when a 60cm piece of ice crashed to the ground only a few meters away while he was out walking his dog on a public road. The ice was thrown from a height of 98 meters. The road was "littered" with other pieces of ice up to 60cm in size. Luckily he was not injured. The turbine's shut down system at low temperature had failed.

poz. 2247. Ice throw 24/01/2018 Mount Wachusett Comminity College, Massachusetts USA
"Skylight damaged when ice flies off wind turbine at Mount Wachusett Community College" A skylight at the college's performing arts centre was damaged after being sruck by ice thrown from a wind turbine vlade. The ice showered the building and nearby parking lot.

poz. 2429. Ice throw 06/01/2019 Riutankari, Hailuoto Finland "Ernon auto sai kaksi osumaa tuulivoimalan lennattamista jaakimpaleista" (In Finnish - "Ernon's car got two hits from ice chunks flown by a wind farm") Report that a car on Hailuoto island was hit twice on the same day by ice throw from two separate wind turbines on 6 January 2019

poz. 2455. Ice throw 25/02/2019 Bühlertann wind farm, Schwabisch Hall Germany "Wenn Windräder Eisbomben werfen" Report in German of several ice pieces being thrown at the Bühlertann wind farm, one of which hit a car, damaging the roof.

To tylko kilka z 2 797 wypadków i katastrof wiązanych z wiatrakami, zestawionych na stronie w formie tabeliarycznej:
http://www.caithnesswindfarms.co.uk/fullaccidents.pdf

Kolejnym niebezpieczeństwem, występującym w okresie jesienno-zimowym i zimowo-wiosennym, jest oblodzenie konstrukcji elektrowni wiatrowych na skutek spadku temperatury poniżej zera przy dużej wilgotności powietrza. Łopaty wirnika oraz gromadzące się na nich lód, śnieg lub inne osady przemieszczają się z ogromnymi prędkościami. W chwili odseparowania się od łopaty (wierzchołek może osiągnąć prędkość nawet do 300 km/h) jakiegokolwiek elementu, może on zostać odrzucony na znaczną odległość. Na bazie podstawowych praw fizyki stworzono model numeryczny pozwalający na obliczanie trajektorii lotu i maksymalnego zasięgu rzutu. Dla typowej elektrowni o mocy kilku megawatów odłamki lodu o masach od kilku do kilkunastu kilogramów mogą być odrzucane na odległość ponad 700 m.
Źródło: https://www.ppoz.pl/ratownictwo-i-ochrona-ludnosci/980-pod-wiatr

7. Nordtank (Vestas) wind system fail and crashes – efektowne rozerwanie „na strzępy” – patrz rysunek **Rys. 17.10.**
https://www.youtube.com/watch?v=CqEccgR0q-o



Rys. 17.10. Efektowne zniszczenie turbiny wiatrowej z rozerwaniem „na strzępy” całego wiatraka (turbiny i wieży nośnej).

8. Spalony wiatrak Kopaniewo o wartości 1miliona euro.
https://www.youtube.com/watch?v=hmDXZykV7JE
https://www.youtube.com/watch?v=GQmAHnP44DA
https://www.youtube.com/watch?v=hmDXZykV7JE&t=89s (**Rys. 17.11.**)



Rys. 17.11. Spalony wiatrak Kopaniewo o wartości 1miliona euro, **który dalej się obraca stwarzając zagrożenie!**

9. Rymanów: wiatrak pozbawiony łopat – patrz niżej **Rys. 17.11.**
https://www.youtube.com/watch?v=YQao0nXebFs



Rys. 17.12. Rymanów: wiatrak pozbawiony łopat po kompletnym rozpadzie jego turbiny wiatrowej w styczniu 2018. **Wcześniej - w październiku 2013 - doszło tam do dwóch takich katastrof**. Fragment urwanego skrzydła miał przelecieć prawie 300 metrów od masztu, w bliskiej odległości od drogi krajowej nr 28 (odcinek Rymanów-Sanok). Farma składa się z 13 elektrowni wiatrowych o mocy 2 MW każda.
"Rafał Janiga, przedstawiciel firmy Martifer, mieszkający w Klimkówce, uspokaja: - ***Uważam tę inwestycję za bardzo bezpieczną.*** *Chcemy być proekologiczni i nie przeszkadzać mieszkańcom lokalnej społeczności, dlatego trzeba odpowiednio oddalić turbiny od miejsc zamieszkania. Niektórzy inwestorzy budują stare farmy i za blisko. To psuje rynek farm wiatrowych.* ***Dla mnie bezpieczna odległość to 500 m****, a my staramy się nowe farmy budować w odległości 600-1000 m."*

A z opracowania dotyczącego farm wiatrowych wokół Rymanowa „**RAPORT ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO ELEKTROWNI WIATROWYCH**" - WARSZAWA grudzień 2012 R. - autorstwa mgr inż. Adolf BIEL, biegły z listy Ministra Środowiska nr 0184 w zakresie sporządzania ocen oddziaływania na środowisko czytamy jak to miało być pięknie:

„3.1.4. UŻYTKOWANIE TERENU W TRAKCIE EKSPLOATACJI

W czasie pracy elektrowni będzie wykonywany ruch obrotowy śmigła w promieniu 54 m od osi elektrowni. Ruch ten wystąpi przy prędkościach wiatru od 3,0 m/s do 25 m/s. Przy prędkościach wiatru mniejszych niż 3,0 m/s elektrownia jest wyłączona gdyż energia wiatru jest wtedy zbyt mała, by poruszać turbinę elektrowni. ***Przy prędkościach wiatru powyżej 25 m/s następuje samoczynne wyłączenie elektrowni z powodu zagrożenia awarią.****"*
i dalej:
*„****Jaszczurki zwinki zmieniają miejsca bytowania co kilka tygodni oraz jak sama nazwa wskazuje są bardzo sprytne (uciekną przed zagrożeniem w bezpieczne miejsce).*** *Uważam, iż postawienie elektrowni wiatrowej w tym rejonie nie zagrozi temu gatunkowi".*
i dalej:
*„****Może pojawić się poczucie zagrożenia związane z sytuacją awaryjną (przewrócenie konstrukcji). Ponieważ planowane elektrownie oddalone są od siedzib ludzkich oraz spełniają wszelkie normy w zakresie wytrzymałości konstrukcji, nie przewiduje się ich negatywnego oddziaływania w tym względzie na zdrowie i bezpieczeństwo ludzi****."*
i dalej:
„Nadzwyczajne zagrożenia środowiska - elektrownie wiatrowe posiadają skuteczne instalacje odgromowe oraz wielowarstwowe zabezpieczenia antykorozyjne wieży i obudowy ***z gwarancją na co najmniej 20 lat****. Elektrownia będzie posadowiona w bezpiecznej odległości od zabudowy i dróg publicznych,* ***nie ma zatem zagrożenia bezpośredniego od ewentualnej katastrofy budowlanej****.* ***Przy wiatrach o prędkościach większych od 25 m/s następuje samoczynne wyłączenie elektrowni z odpowiednim ustawieniem łopat śmigieł, co eliminuje możliwość wystąpienia nadmiernych obciążeń konstrukcji.*** *Elektrownie posiadają systemy przechwytujące olej i obudowę szczelną, która w sytuacjach awaryjnych pełni funkcję zasobnika."*
i dalej:
„W trakcie opracowywania raportu zauważono, iż ***posadowienie elektrowni na powierzchni około 0,4 ha stanowi znikome zagrożenie*** *w porównaniu z powolną degradacją ostoi przez niewystarczające tradycyjnie użytkowania łąk."*



Rys. 17.13. Katastrofa wiatraka w momencie rozpadu (rozerwania na strzępy) turbiny wiatrowej – filmowane z drogi.

10. Kompletnie wypalony wiatrak w Zielnowie.
https://www.youtube.com/watch?v=zJDYjbJMw-Y

11. Katastrofy turbin wiatrowych i ich pożary.
https://www.youtube.com/watch?v=nP6qplGwUxM

I jeszcze kilka wymownych zdjęć z katastrof elektrowni wiatrowych dużej mocy:



Rys. 17.14. Pożar - z bliska - pięknego wiatraka w łanach zbóż.



Rys. 17.15. To co zostało z pięknego wiatraka - w pięknej panoramie uprawy rzepaku. Zwraca uwagę to, że zalegające szczątki „wyszły” na pole sąsiada.



Rys. 17.16. Szczątki turbiny pięknego wiatraka z bliska (w kartoflach?).

Tak to wygląda w rzeczywistości.

Zupełnie inaczej niż w propagandzie rządu i „decydentów" wsłuchanych w dyrektywy UE.



Rys. 17.17. Rysunek poglądowy dający wyobrażenie o masie i rozmiarach „wiatraków".

W Polsce turbiny o największej, dochodzącej do 116 m, średnicy wirnika pracują na Farmie Wiatrowej Krobia w Wielkopolsce.

Należy zdać sobie sprawę, że koniec łopaty, takiej turbiny jak na farmie Krobia w Wielkopolsce – **w przypadku wystąpienia awarii sterowania kątem nastawienia łopat i systemów bezpieczeństwa, po rozbieganiu się, porusza się z prędkością liniową równą krotności dźwięku!** Obroty 1/s, to przy tej średnicy wirnika, jest już prędkość równa 364,24 m/s a więc naddźwiękowa.

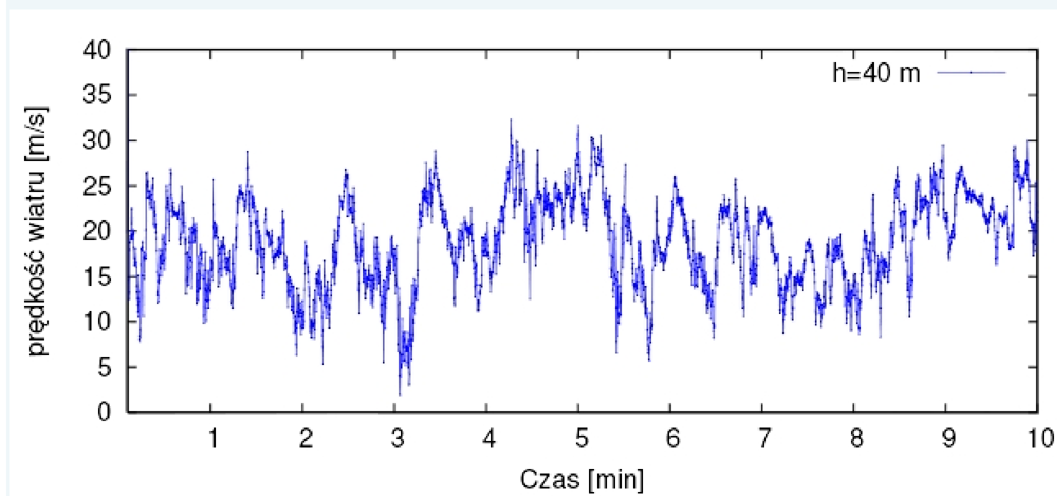
Przy wadze jednej łopaty równej 35 t – patrz **Rys. 17.17.** – a więc większej waga czołgu T-34-85 „RUDY 102" którego masa była równa 32 t, **i po wejściu w związku z tym w nadobroty może taka turbina wyrządzić znaczne szkody w przypadku rozerwania łopat wirnika, co w nadobrotach jest regułą**.

Nie dziwi więc, że „z*nane są przypadki, w których* ***znaleziono fragmenty turbiny wiatrowej w odległości ~1400 m od miejsca, w którym pracowała”*** jak czytamy w artykule autorstwa dr inż. Ryszard Nowicki, GE Power Controls, pt. Nadobroty: skutki, systemy detekcji i zabezpieczenia (BEZPIECZEŃSTWO W PRZEMYŚLE, Nr 10 Październik 2015 r.).

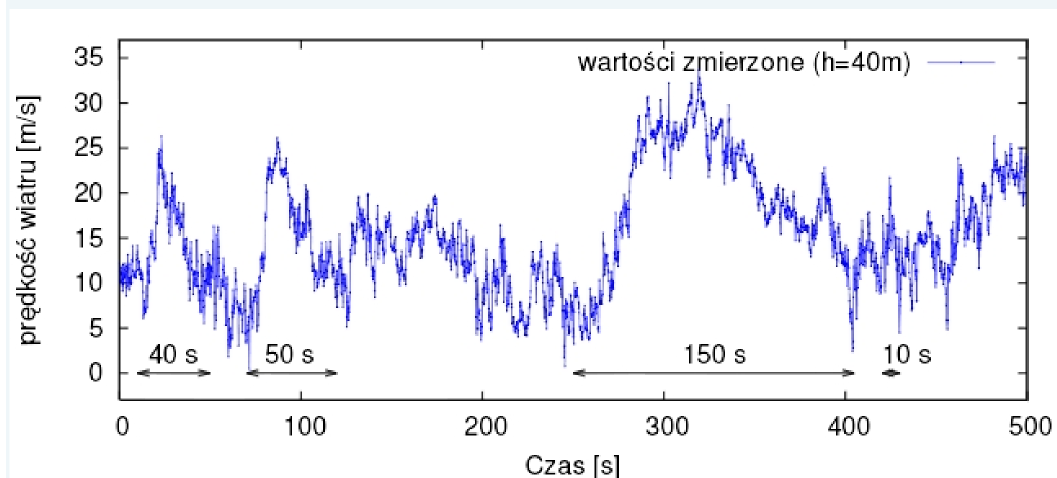
17.3. Jeden mocniejszy, gwałtowny podmuch wiatru ... i po wiatraku

Poniżej trzy wykresy z naukowej rozprawy doktorskie pokazujące w rzeczywistych danych pomiarowych skalę tego problemu.

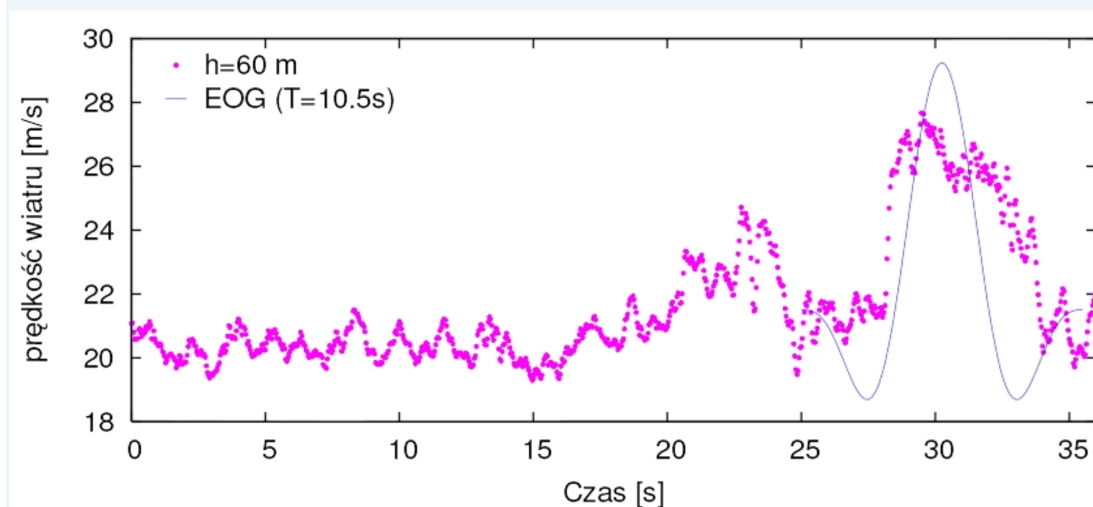
(z rozprawy doktorskiej Arkadiusza Mróz, „Adaptacyjna absorpcja obciążeń od ekstremalnych podmuchów wiatru w turbinach wiatrowych", POLSKA AKADEMIA NAUK, INSTYTUT PODSTAWOWYCH PROBLEMÓW TECHNIKI, ZAKŁAD TECHNOLOGII INTELIGENTNYCH, Warszawa 2012.)



Rys. 17.18. 10 minutowy przebieg prędkości wiatru, San Gorgonio, Kalifornia, USA, V =16,98 m/s, I=32,48%.



Rys. 17.19. Podmuchy ekstremalne o różnym czasie trwania, San Gorgonio, Kalifornia, USA.



Rys. 17.20. Podmuch **ekstremalny** zarejestrowany w Tjeareborgu (Dania).

„Aby dostosowanie pracy turbiny wiatrowej do podmuchu było skuteczne, powinno następować dostatecznie szybko, a jednocześnie w sposób kontrolowany. ***Dla dużych turbin wiatrowych prędkość reakcji powinna być znacznie szybsza niż 5 − 7 stopni/s osiągane przez istniejące mechanizmy nastawiania kąta łopaty, aby skutecznie przeciwdziałać narastającemu podmuchowi****.”*
„Proces obrotu łopat wokół osi powinien być na tyle szybki, aby nadążać za narastającym gwałtownym podmuchem, lecz z drugiej strony nadmierna prędkość obrotu i zbyt gwałtowny spadek obciążeń aerodynamicznych może powodować gwałtowne odgięcie wieży z wirnikiem w kierunku wiatru. Chociaż w turbinach ustawionych do wiatru nie grozi to bezpośrednio kolizją łopat z wieżą, to jednak ***tego typu efekty odbicia są niepożądane, gdyż prowadzą do silnego wytężenia łopat i drgań wieży wraz z gondolą****.”*

Dwa powyższe cyt. z rozprawy doktorskiej Arkadiusza Mróz, „Adaptacyjna absorpcja obciążeń od ekstremalnych podmuchów wiatru w turbinach wiatrowych”

Powinna być a nie jest i dlatego lepiej omijać wiatraki w promieniu > 2 km jak im „drga” wieża z gondolą.

Jest też taki parametr dla turbiny wiatrowej jak „prędkość wiatru przetrwania konstrukcji”.

Przykładowo dla modelu turbiny – Vestas V90 **o mocy znamionowej 2.0 MW** (osiągana przy prędkości wiatru wynoszącej 13m/s) **prędkość wiatru przetrwania konstrukcji** jest równa **50,7 m/s** (dla masztu 95 m).
Powyżej tej wartości nic nie uratuje elektrowni od zniszczenia.

(**Informacja z 4 października 2020**: Halny na Podhalu przybiera na sile. **Wieje do 180 km/h czyli 50 m/s**.
Nie trzeba, jak widać, wielkiego wiatru aby obalić wiatrak. – źródło:
https://krakow.wyborcza.pl/krakow/7,44425,26366538,halny-na-podhalu-przybiera-na-sile-wieje-do-180-km-h-tpn.html
Z jaką prędkością czasami wieje halny? Rekord pod tym względem odnotowano w 1968 roku, gdy prędkość wiatru w Tatrach wyniosła ok. 300 km/h (83 m/s). **Takiemu halnemu nie oparłby się żaden wiatrak**.)

Jest to dosyć częste zjawisko, ten „podmuch wiatru”, bo jak informuje portal www.gramwzielone.pl dnia 11.09.2019 cyt. przewróciła się kolejna turbina wiatrowa GE.
„W Brazylii przewróciła się kolejna elektrownia wiatrowa General Electric. ***To już piąty taki wypadek w ostatnim czasie z udziałem dostarczonej przez turbiny amerykańskiego producenta****.*
W wyniku przewrócenia się jednej z turbin wiatrowych w Brazylii ucierpiał pracownik firmy obsługującej farmę wiatrową. Na razie nie są znane przyczyny awarii, a General Electric wydał jedynie komunikat, w którym zapewnił, że bada przyczyny awarii.
To już piąty taki wypadek elektrowni wiatrowych GE w tym roku*. Poprzedni miał również miejsce na farmie wiatrowej w Brazylii z udziałem turbiny o mocy 1,7 MW. Wiadomo, że wydarzył się dwa miesiące wcześniej, przy wietrze, którego prędkość przekraczała 100 km/h.Obecnie w Brazylii pracuje ponad 3 tys. turbin dostarczonych przez amerykańskiego producenta. Ich łączna moc przekracza 5,5 GW.*
Trzy pierwsze wypadki wydarzyły się w USA – odpowiednio w lutym, maju i lipcu br. Ostatni wypadek miał miejsce na farmie wiatrowej w Nebrasce, która została uruchomiona zaledwie na początku tego roku. Wypadek dotyczył turbiny o jednostkowej mocy 2,5 MW i średnicy łopat wirnika 116 metrów.
Pierwszy tegoroczny wypadek dotyczył turbiny GE o mocy 2,5 MW i średnicy łopat wirnika 127 metrów, którą zainstalowano na farmie wiatrowej w stanie Nowy Meksyk.
Z kolei drugi wypadek wydarzył się w maju, na farmie wiatrowej uruchomionej w 2016 roku i dotyczył turbiny o mocy 2,4 MW i średnicy łopat wirnika 107 metrów.
General Electric zapewnił, że wypadki turbin w USA nie miały wspólnej przyczyny.Amerykański koncern rozpoczął produkcję elektrowni wiatrowych w 2002 r. Obecnie oferuje turbiny o mocy zaczynającej się od 1,7 MW, a największa lądowa turbina wdrażana obecnie przez GE w ramach platformy Cypress posiada moc 5,3 MW.
GE pracuje ponadto nad morską turbiną wiatrową o nienotowanej na rynku mocy 12 MW, budowaną na platformie Heliade z wykorzystaniem technologii przejętej francuskiej firmy Alstom.
Amerykańska firma dostarczyła na farmy wiatrowe na całym świecie już ponad 40 tys. elektrowni wiatrowych.”
Źródło: https://www.gramwzielone.pl/energia-wiatrowa/101484/przewrocila-sie-kolejna-turbina-wiatrowa-ge

18. Wyłączenie z użytkowania gruntu pod wiatraki i ich farmy - szacunki

18.1. Kwestie zasadnicze

Sytuacja jest tu znacznie gorsza, niż w przypadku **instalacji fotowoltaicznych**. Jest to przede wszystkim wyłączenie po wieczne czasy ze względu na potężne fundamenty..

Pokażę to wyłączenie gruntów ornych „po wieczne czasy” na zdjęciach bez żadnego komentarza:



Rys. 18.1. Budowa największej farmy wiatrowej na Śląsku w gminie Wielowieś



Rys. 18.2. Budowa największej farmy wiatrowej na Śląsku w gminie Wielowieś



Rys. 18.3. Budowa największej farmy wiatrowej na Śląsku w gminie Wielowieś.



Rys. 18.4. Budowa największej farmy wiatrowej na Śląsku w gminie Wielowieś.



Rys. 18.5. Przygotowanie fundamentu pod elektrownię wiatrową w Człopa, Żuromin, Brodnica.

Rys. 18.6. Przygotowanie fundamentu pod elektrownię wiatrową w Człopa, Żuromin, Brodnica.

Jak pisze Mitt Ridley w brytyjskim „The Spectator" – budowane ze stali turbiny z betonowymi fundamentami **potrzebują aż dwieście razy więcej tych materiałów na jednostkę mocy niż nowoczesna turbina gazowa**!

Do zbudowania ważącej 250 ton turbiny wiatrowej o mocy 2 MW, w której wykorzystuje się stal i cement, potrzeba aż 150 ton węgla.

(Można dodać w tym kontekście energochłonności „zielonej energii", że do wytworzenia modułu PV o mocy 100 W potrzeba ok. 1 kg krzemu, co pochłania **ok. 100 kWh energii**, zaś na wyrób pozostałych elementów modułu PV zużywane jest ok. **200 kWh**, co łącznie daje **ok. 300 kWh** nakład energetyczny na wyprodukowanie 100 W modułu PV.
Moduł PV 100 W generuje rocznie **ok. 82,7 kWh** co oznacza, że **moduł PV pracuje prawie 4 lata na energię zużytą do jego wyprodukowania**.)

Ja dodam, że pod każdym wiatrakiem wysoko zbrojony fundament powoduje, że prawie **hektar pola uprawnego jest nie do odzyskania**. **Jest utracony na zawsze!**

Przejdźmy zatem do oszacowania wielkości wyłączenie z użytkowania gruntu pod wiatraki i ich farmy.

Aby to zrobić rzetelnie należy wyjść z danych systemowych PSE.
I tak mamy:

Stan na dzień w [MW]	31.12.2017 r.	31.12.2018 r.	31.12.2019 r.
Ogółem moc zainstalowana w KSE	43 421	45 939	46 799
Elektrownie zawodowe	34 268	36 638	36 674
Elektrownie zawodowe wodne	2 328	2 341	2 346
Elektrownie zawodowe cieplne, w tym:	31 939	34 296	34 328
na węglu kamiennym	20 247	23 215	23 159
na węglu brunatnym	9 352	8 752	8 382
gazowe	2 341	2 330	2 788
Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	**6 341**	**6 621**	**7 490**
Elektrownie przemysłowe	2 813	2 680	2 634
JWCD	26 952	29 128	29 333
nJWCD	16 470	16 811	17 466

Tab. 18.1. Struktura mocy zainstalowanej w KSE [MW].

Produkcji energii elektrycznej - wyszególnienie [GWh]	2017	2018	2019
Produkcja ogółem	165 852	165 214	158 767
Elektrownie zawodowe	141 790	143 234	134 245
Elektrownie zawodowe cieplne	139 023	141 037	131 791
na węglu kamiennym	79 868	82 375	78 190
na węglu brunatnym	51 983	49 072	41 502
Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	**14 005**	**11 958**	**14 344**
Saldo wymiany zagranicznej	2 287	5 718	10 624

Tab. 18.2. Struktura produkcji energii elektrycznej w elektrowniach krajowych, wielkości wymiany energii elektrycznej z zagranicą i krajowe zużycie energii elektrycznej w latach 2018÷2019 [GWh]
Tab. 18.1. i Tab. 18.2. ze źródła: https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2019#r5_1

Z Tab. 18.1. i Tab. 18.2. łatwo policzyć, że:

Wyszególnienie procentowe produkcji energii elektrycznej / do udziału mocy zainstalowanej w KSE w [%]	**2017 energia / moc zainstalowana**	**2018 energia / moc zainstalowana**	**2019 energia / moc zainstalowana**
Produkcja ogółem	100 % / 100 %	100 % / 100 %	100 % / 100 %
Elektrownie zawodowe	85,5 % / 78,9 %	86,7 % / 79,8%	84,6 % / 78,4 %
Elektrownie zawodowe cieplne	83,8 % / 73,6 %	85,4 % / 74,7 %	83,0 % / 73,4 %
na węglu kamiennym	**48,2 % / 46,6 %**	**49,9 % / 50,5 %**	**49,2 % / 49,5 %**
na węglu brunatnym	**31,3 % / 21,5 %**	**29,7 % / 19,1 %**	**26,1 % / 17,9 %**
Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	**8,4 % / 14,6 %**	**7,2 % / 14,4%**	**9,0 % / 16,0%**
Saldo wymiany zagranicznej	1,4 %	3,5 %	6,7 %

Tab. 18.3. Wyszególnienie procentowe produkcji energii elektrycznej / do udziału mocy zainstalowanej w KSE w latach 2017÷2019 [%]

Doskonale widać, w postaci liczbowej w Tab. 18.3., jakiego typu elektrownie produkują główny wolumen energii dla Polski i Polaków i które typy elektrowni robią to efektywnie.

Jak widać, 80 % energii elektrycznej pochodzi z elektrowni węglowych, które mądry rząd – pod wpływem presji UE – zamierza do A.D. 2035 zlikwidować, redukując ich moc wytwórczą wg **scenariusza wycofań BAT** do **3 163 MW**.

Widać też, że elektrownie na węglu brunatnym produkują procentowo prawie dwa razy więcej energii co elektrownie węglowe w stosunku do ich mocy zainstalowanej, zaś elektrownie wiatrowe (i inne odnawialne) produkują odwrotnie – prawie dwa razy mniej energii co elektrownie węglowe a więc **około cztery raz mniej niż elektrownie na węglu brunatnym z tej samej mocy zainstalowanej**. co pięknie się pokrywa z moimi obliczeniami w pt. 2.1. co do ilości produkowanej energii rocznie przez wiatraki gdzie to wyliczono współczynnik proporcjonalności elektrownie węglowe/el. wiatrowe = 3,7x jeśli chodzi o moc zainstalowaną w wiatraki w porównaniu do elektrowni węglowej. **Potwierdza to poprawność moich obliczeń w pt. 2.1.**

WNIOSEK 18.1.

Elektrownie zawodowe cieplne na węglu brunatnym **to perła w koronie polskiej energetyki** - **26,1 % / 17,9 %**.
Elektrownie zawodowe cieplne na węglu kamiennym **to podstaw polskiej energetyki** - **49,2 % / 49,5 %**.
Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne **to marnowanie pieniędzy konsumentów i podatnika** - **9,0 % / 16,0%**.

Blok węglowy jest więc **11,15 razy bardziej wydajny niż źródła fotowoltaiczne** i tyle razy jest tańszy inwestycyjnie od fotowoltaiki na każdy wat mocy zainstalowanej.
Blok węglowy jest więc **3,74 razy bardziej wydajny niż źródła wiatrowe** i tyle razy jest tańszy inwestycyjnie od elektrowni wiatrowych na każdy wat mocy zainstalowanej.

Blok węglowy, fotowoltaika i wiatraki, jeśli chodzi o koszt 1 [W] mocy zainstalowanej kosztują niemal identycznie: 6,00 [zł / W] mocy zainstalowanej (co było wykazane w rozdziale 3.1..

Wracając do porównań wyłączeń z użytkowania gruntu pod wiatraki i ich farmy spróbujmy zastąpić blok węglowy „Ostrołęka C" o mocy 1 000 MW, w ilości produkowanej energii rocznie – pamiętając o tym, że potrzeba 3,74 razy więcej mocy zainstalowanej w wiatraku w porównaniu do elektrowni węglowej (patrz na obliczenia w pt. 2.1.) – to łatwo policzyć, że trzeba zainstalować w miejsce wstrzymanej budowy bloku C:

Blok C = 1 000 MW x 3,74 w wiatrakach = 3 740 MW

a więc należy zbudować na miejsce bloku węglowego „Ostrołęka C" o mocy 1 000 MW aż **3 740 wielkich wiatraków o mocy 1 MW każdy!**

Ilość 3 740 wiatraków to zabetonowanie 3 740 h, to 37,4 km^2 pól uprawnych i innej ziemi zniszczonej na wieki oraz wyłączenie z normalnego użytkowania stref z „regułą 10 H". Jeśli zaś chodzi o strefę wyłączoną z normalnego użytkowania, to zgodnie z **„regułą 10-H" czyli promień równy tylko 1,5 km (a nie 2 km) –** będzie to łącznie powierzchnia:

3 740 wiatraków x 2R x 2R = 3 740 MW x 9 km^2 = **33 660 km^2** (do obliczeń przyjęto kwadrat zamiast koła)

Trzydzieści trzy tysiące trzysta km kwadratowych to jest więcej niż 10 % terytorium Polski (312 679 km²).

**Czy ktoś z rządzących którzy aplikują Polsce i Polakom „Zielony Ład" zdaje sobie z tego co robi?
Czy jest choć taki jeden? Czy ktoś z nich rozumie, że na całym terytorium Kraju nie zmieści się nawet ekwiwalent wiatrowy 10 000 MW elektrowni węglowych, które tak bardzo chcą zlikwidować, redukując ich moc wytwórczą, do 2035 roku, wg scenariusza wycofań BAT, do 3 163 MW.**

Analogiczna powierzchnia planowanego zajęcia terenu pod blok węglowy Ostrołęka C to ok. 53 ha.

Mając na uwadze wdrożoną w Bawarii „regułę 10-H”, zakładającą, że nowa instalacja musi znajdować się w odległości równej co najmniej dziesięciokrotności jej wysokości od najbliższego osiedla mieszkaniowego co przy wysokich na 200 metrów wiatrakach odległość ta wynosi zatem 2 km.

Gdyby były obiekcje co do obliczeń, że przyjęto kwadrat zamiast koła, to przyjmując jak poprzedni mniej restrykcyjne wytyczne Rządu Nadrenii Północnej-Westfalii, która planuje wprowadzić minimalną odległość 1500 metrów, to pod postacią kół, wyłączenie powierzchni wokół takiego wiatraka będzie równe 7,1 km^2.
3 700 wiatraków o mocy 1 MW każdy to spierdolenie 26 140,5 km2 na każde 1 000 MW blok węglowy Ostrołęka C o mocy 1 000 MW. Jednak rodzi się pytanie jak wykorzystać pozostające 4 niekształtne wycinki po 0,48 ha każdy?

Przypomnę zestawienie z pt. 4. gdzie to przywołałem dane o powierzchni jaką zajmują 28 największe miasta-gminy i gminy w Polsce, powierzchni równej **12 269,235 [km^2] a więc tylko połowie tego, co zajmie odpowiednik wiatrakowy bloku węglowy Ostrołęka C o mocy 1 000 MW!**

To porównanie daje obraz tego szaleństwa ideologicznego jakie opanowało UE i poprzez jej dyrektywy polski rząd!

Tak nawiasem to wspomniany już, mój profesor z Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej, prof. dr hab. Stefan Bernas, zapytany przez kolegę studenta o możliwość budowy energetyki wiatrowej odpowiedział krótko: ile potrzeba wiatraków żeby zastąpić blok atomowy 1 200 MW? (Wtedy już na świecie budowano takie.) Kolega student zaproponował wiatrak odniesienia o dużej mocy - na tamte czasy – równej 10 kW i szybko policzył, że potrzeba ich na zastępstwo bloku atomowego aż 120 000 sztuk. Koledzy w auli zaczęli się śmiać, więc student poprawił się na jednostki 100 kW (już takie budowano jednostkowo) i wyszło, że „tylko” 12 000 sztuk. Śmiech się jeszcze wzmógł. Pan profesor Stefan Bernas skwitował to słowami: „sam pan widzi”.

A trzeba wiedzieć, że profesor Stefan Bernas nazywany był „sumieniem elektryków”, a jego opinie uznawane były za ostateczny atest moralny. Dorobek naukowy profesora Bernasa, pracownika Politechniki Warszawskiej obejmuje kilka wybitnych monografii oraz około 50 opublikowanych prac.

W obecnych czasach widać „namacalnie” jak brakuje Polsce i Polakom takich wybitnych uczonych i prawych Polaków.



Zdj. 18.1. Pan prof. dr hab. Stefan Bernas, (żołnierz podziemia pod dowództwem majora Jana Piwnika „Ponurego”, powstaniec warszawski), Dyrektor Instytutu Elektroenergetyki (1973-1977), Kierownik Zakład Sieci I Systemów Elektroenergetycznych (1970-1983). W dniu 24 września 2014r. Rada Miasta Skarżyska-Kamiennej nadała nazwę Braci Bernasów rondu na skrzyżowaniu ulic: 3 Maja – Piękna.

18.2. Prawdziwy problem z wiatrakami – niekorzystny wpływ na System Elektroenergetyczny

Sytuacja z wiatrakami jest zła, ale znacznie gorsza jest w przypadku instalacji fotowoltaicznych.
Objaśnię to obszernym cytatem z naukowych opracowań polskich uczonych, którzy mają prawdziwą wiedzę w tej dziedzinie, w odróżnieniu od tabunów „decydentów i polityków" po akademiach pierwszomajowych i szkołach gotowania na gazie.

Autorzy: prof. dr hab. inż. Józef Paska (ukończył Wydział Elektryczny Politechniki Warszawskiej) i dr inż. Mariusz Kłos (Wydział Elektryczny Politechniki Warszawskiej) w **bardzo kompetentnym opracowaniu** pt. **ELEKTROWNIE WIATROWE W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM – PRZYŁĄCZANIE, WPŁYW NA SYSTEM I EKONOMIKA** (publikacja w „Rynek Energii" – nr 1/2010) napisali o tym problemie następująco.

Cytat z opracowania:
„2. WPŁYW ELEKTROWNI WIATROWYCH NA SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY
***Moc generowana przez elektrownię wiatrową nie jest stabilna** [9-11]. **Zmianom może ulegać także napięcie na szynach elektrowni wiatrowej.** Jest to spowodowane głównie zmianami prędkości wiatru, opływającego łopaty wirnika, czego skutkiem jest zmiana momentu mechanicznego wirnika turbiny. **Wahania mogą wystąpić przy gwałtownych podmuchach wiatru.** Prędkość wiatru może się także nierównomiernie rozłożyć w obszarze wirnika - **większe prędkości wiatru występują wtedy w górnej części wirnika** . Obniżenie momentu mechanicznego może wystąpić też w momencie przejścia łopaty przed wieżą (shadow effect).*
*Dodatkowo wszelkie drgania i oscylacje wieży oraz elementów konstrukcyjnych gondoli mogą mieć wpływ na pracę elektrowni w systemie elektroenergetycznym. **Największe wahania mocy występują, kiedy elektrownia wiatrowa pracuje z obciążeniem częściowym**.*

*Można wyróżnić krótko i długookresową zmienność mocy generowanej przez elektrownie wiatrowe, przy czym z punktu widzenia rezerw mocy w systemie elektroenergetycznym **ważna jest zmienność krótkookresowa**, obejmująca:*
- zmienność sekundową – wynikającą ze zmienności czynnika napędowego (turbulencje) i specyficznych właściwości silników wiatrowych. Zmienność sekundowa ma niewielkie znaczenie i nie stanowi zasadniczego problemu dla prowadzenia ruchu systemu,
*- zmienność minutową – czyli zmiany mocy generowanej przez elektrownie wiatrowe, zachodzące w czasie od 10 minut do godziny. **Zmienność minutowa jest istotna dla prowadzenia ruchu SEE**. **Dla pojedynczej farmy wiatrowej zmiany minutowe mogą wynieść nawet 100% jej mocy znamionowej** (np. przy wyłączeniu z powodu nadmiernej prędkości wiatru). Przy większej liczbie farm zlokalizowanych na stosunkowo rozległym obszarze zmienność minutowa jest znacznie mniejsza,*
*- zmienność godzinową – spowodowaną zmianą warunków atmosferycznych (ruchem ośrodków wyżowych i niżowych). **Zmienność ta jest istotna dla planowania pracy SEE**. **Jest ona większa niż zmienność minutowa**. Dla przykładu zarejestrowana maksymalna zmiana mocy generowanej przez elektrownie wiatrowe w ciągu 4÷12 godzin w Danii **wyniosła prawie 60% mocy zainstalowanej, a w Niemczech aż 80%**.*

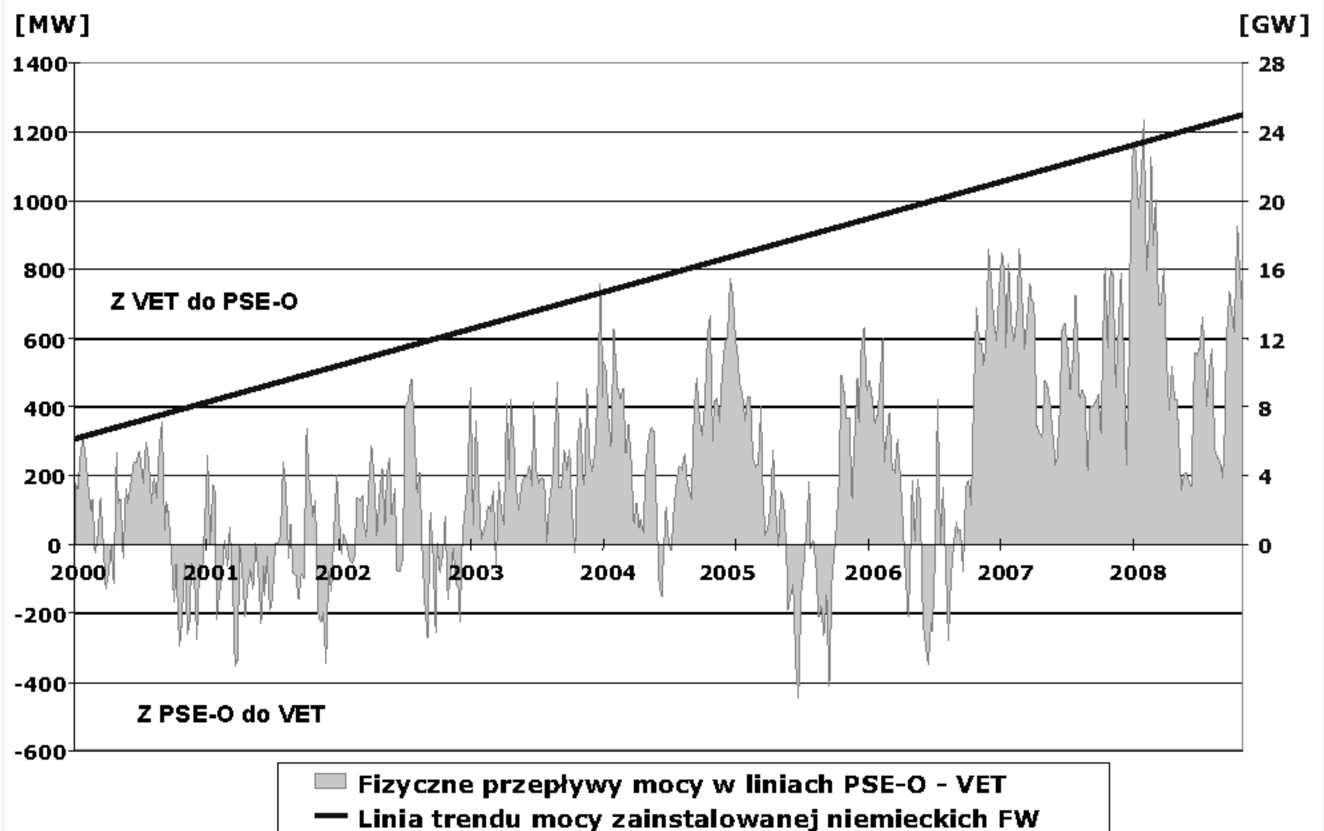
***Wskazana wyżej zmienność mocy generowanej przez elektrownie wiatrowe wpływa na konieczność utrzymywania w systemie elektroenergetycznym dodatkowych (w stosunku do stanu bez generacji wiatrowej) operacyjnych rezerw mocy obejmujących rezerwę sekundową, minutową i godzinową** (klasyfikacja rezerw zgodna z IRiESP [4]).*

W przypadku wykorzystywanej w regulacji pierwotnej rezerwy sekundowej (o czasie aktywacji do 30 sekund od chwili wystąpienia zaburzenia bilansu mocy), niewielka zmienność sekundowa mocy generowanej przez elektrownie wiatrowe powoduje, że wzrost wymaganej rezerwy w systemie jest również niewielki. Dla przykładu szacuje się, że w systemie skandynawskim, który obejmuje systemy Szwecji, Finlandii i Norwegii oraz część systemu duńskiego, przy udziale energii elektrycznej produkowanej przez EW równym 10% zużycia rocznego, wzrost wymaganej rezerwy sekundowej jest równy 0,3% sumarycznej mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych. Z kolei badania przeprowadzone dla amerykańskiego systemu Idaho wskazują na nieco większy, około 1%, przyrost wymaganej rezerwy sekundowej będący efektem wprowadzenia generacji wiatrowej, przy czym należy zaznaczyć, że system Idaho jest znacznie mniejszy od systemu skandynawskiego.

Zmienność minutowa mocy generowanej przez elektrownie wiatrowe, większa niż zmienność sekundowa, skutkuje również większymi wymaganiami dotyczącymi dodatkowej minutowej rezerwy mocy wykorzystywanej w regulacji wtórnej (rezerwy o czasie aktywacji do 15 minut), przy czym obserwuje się stały wzrost tych wymagań w miarę zwiększania udziału generacji wiatrowej w systemie.

Wspomniane już badania dla systemu Idaho wskazują, że w zależności od stosunku mocy zainstalowanej w EW do obciążenia szczytowego systemu, jest konieczne zwiększenie wymaganej rezerwy minutowej o wartość równą od kilku do kilkunastu procent sumarycznej mocy zainstalowanej w EW.
***Godzinowa zmienność prędkości wiatru jest m.in. przyczyną błędów prognozy dotyczących poziomu mocy generowanej przez elektrownie wiatrowe, popełnianych podczas planowania pracy systemu elektroenergetycznego. Oczywistym jest, że błąd ten jest tym większy im dłuższy jest horyzont prognozy**.*
Dla zneutralizowania skutków tych błędów jest konieczne utrzymywanie rezerwy godzinowej, która jest wykorzystywana w regulacji trójnej. Dla wspomnianego już systemu skandynawskiego, przy udziale energii elektrycznej produkowanej przez EW równym 10% zużycia rocznego, wzrost wymaganej rezerwy godzinowej jest równy 1,6÷2,2% sumarycznej mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych.

Praca elektrowni wiatrowych w systemie elektroenergetycznym powoduje zmiany rozpływu mocy czynnej i biernej. ***Skutkiem tego są zmiany poziomów napięcia i strat mocy. Kolejne niepokojące zjawisko – wiążące się ze zmianą rozpływu mocy, wywołane przez elektrownie wiatrowe, to wymuszone przepływy mocy pomiędzy sąsiednimi systemami, w jednym z których „dynamicznie" rozwija się energetyka wiatrowa (rys. 4).***



Rys. 18.7. Rys. 4. Fizyczne przepływy mocy pomiędzy PSE Operator (PSE-O) i Vattenfall Europe Transmission (VET) a moc zainstalowana niemieckich elektrowni wiatrowych [6]

Małe farmy przyłączane do sieci wysokich napięć mają mały wpływ na system elektroenergetyczny. Natomiast duże farmy wiatrowe wpływają na poziomy napięć w węzłach systemu. ***Przyłączanie elektrowni wiatrowych do słabych sieci średniego napięcia może powodować powstawanie dużych wahań napięcia. Podczas pracy elektrowni wiatrowej w czasie niskiego zapotrzebowania na moc w systemie zostają odstawione duże konwencjonalne jednostki wytwórcze z dużymi generatorami synchronicznymi.*** *Skutkiem tego jest ograniczenie możliwości regulacji mocy biernej,* ***co skutkuje podwyższonymi napięciami w węzłach systemu elektroenergetycznego. W celu utrzymania ustalonego poziomu napięcia może być konieczne wyłączenie niektórych linii przesyłowych, a co za tym idzie pogorszenie niezawodności zasilania****.*
Kompensacja mocy biernej (baterie kondensatorów) jest stosowana głównie dla elektrowni wyposażonych w generatory indukcyjne, gdyż pobierają one z sieci prąd magnesujący. Jest jednak ryzyko wystąpienia zjawiska samowzbudzenia generatorów indukcyjnych.
Problemu tego nie ma w elektrowniach wiatrowych z generatorami asynchronicznymi dwustronnie zasilanymi, które pobierają moc bierną z sieci tylko w celach regulacyjnych. Do regulacji mocy biernej i napięcia mogą być wykorzystane elektrownie z generatorami synchronicznymi oraz wyposażone w przekształtnik energoelektroniczny. ***Kompensacja mocy biernej służy do utrzymania poziomu napięcia w węzłach sieci.***
Duże farmy wiatrowe o mocach kilkudziesięciu a nawet kilkuset megawatów, przyłączane do sieci rozdzielczych 110 kV lub sieci przesyłowych najwyższych napięć mogą spowodować duże problemy w pracy tych sieci.
Przy bardzo silnym wietrze elektrownie wiatrowe są wyłączane. ***Dodatkowo elementy systemu, jak transformatory czy linie mogą ulec awarii. Pogarsza się wystarczalność systemu, czego skutkiem jest obniżenie bezpieczeństwa****.*
Przykładem zakłócenia w sieci elektroenergetycznej wywołanego przez elektrownie wiatrowe jest „blackout", który wystąpił dnia 04.11.2006 o godzinie 22:10 na terenie Niemiec. Jedną z jego przyczyn była zbyt duża generacja mocy przez elektrownie wiatrowe, rzędu 3300 MW. Polska także odczuła tę awarię."

Z kolei w innej **poważnej pracy** autorstwa prof. dr hab. inż. Zbigniew LUBOŚNY, Politechnika Gdańska, pt. **Wpływ elektrowni wiatrowych na system elektroenergetyczny** (AUTOMATYKA - ELEKTRYKA - ZAKŁÓCENIA vol. 7, nr 4 (26) 2016, grudzień, ISSN 2082-4149) czytamy o tym problemie co następuje.

Cytat z opracowania:
„3. ***WPŁYW POSZCZEGÓLNYCH CECH ELEKTROWNI WIATROWYCH NA SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY***
Ze względu na charakter czynnika roboczego, tj. zmienność prędkość wiatru, od lat toczy się dyskusja nad wpływem tych źródeł energii na systemy elektroenergetyczne. Wskazuje się przy tym na różne problemy powodowane przez elektrownie wiatrowe, związane np. ze stabilnością lokalną, globalną oraz napięciową, pewnością generacji, prognozowalnością i programowalnością generacji mocy. W krajowym systemie elektroenergetycznym uwaga operatora sieci przesyłowej koncentruje się głównie na zagadnieniach bilansowania mocy, a uwaga operatorów sieci dystrybucyjnych - na obciążeniach elementów sieci. Problemy stabilności napięciowej nie są pomijane, chociaż są traktowane drugoplanowo. Natomiast wpływ elektrowni wiatrowych na stabilność lokalną i globalną jest obecnie przez operatorów systemów traktowany jako problem trzeciorzędny, pomimo że od lat specjaliści zajmujący się dynamiką systemów elektroenergetycznych zwracają uwagę na rosnącą jego istotność.
Operator systemu przesyłowego [14] wyróżnia dwa czynniki decydujące o możliwościach przyłączenia elektrowni wiatrowych do sieci elektroenergetycznej: czynnik sieciowy oraz czynnik bilansowy.
Czynnik sieciowy odnosi się do „warunków pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej 110 kV w zakresie wystąpienia przeciążeń linii i transformatorów w normalnych i awaryjnych stanach pracy sieci", natomiast czynnik bilansowy jest związany z„oceną możliwości zbilansowania KSE przez OSP, to jest zachowania równowagi zapotrzebowania na moc elektryczną z dostawami tej mocy". ***OSP twierdzi, że czynnikiem ograniczającym rozwój OZE (w tym elektroenergetyki wiatrowej) jest i będzie czynnik bilansowy****. Czynnik ten, w odróżnieniu od czynnika sieciowego nie jest związany z rozwojem sieci elektroenergetycznej.* ***OSP twierdzi, że moc zainstalowana farm wiatrowych na poziomie 8,9 GW praktycznie wyczerpuje możliwości przyłączeniowe dla kolejnych farm wiatrowych do roku 2020 przy zachowaniu bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego****. Do roku 2025 moc ta może wzrosnąć do ok. 10 GW. Należy podkreślić, że liczby te w znacznej mierze wynikają z minimalnego zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym i obecnego systemu prawnego w zakresie OZE.*
Krajowy system elektroenergetyczny współpracuje synchronicznie z systemami wchodzącymi w skład ENTSO-E *(z wyłączeniem systemów Skandynawii oraz Wielkiej Brytanii i Irlandii).* ***Tym samym część problemów wynikających z pracy elektrowni wiatrowych (oraz fotowoltaicznych) zainstalowanych w innych systemach będzie miała swoje odbicie w systemie krajowym i odwrotnie - elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne pracujące w KSE będą oddziaływały na systemy sąsiednie****.*
W tabeli 3 zestawiono grupy zagadnień związanych z pracą jednostek wytwórczych w systemie elektroenergetycznym. Określono równocześnie wpływ elektrowni wiatrowych na system elektroenergetyczny (w sensie grup zagadnień) odnosząc się do wpływu elektrowni klasycznych tj. z generatorami synchronicznymi przyłączonymi bezpośrednio do sieci.”

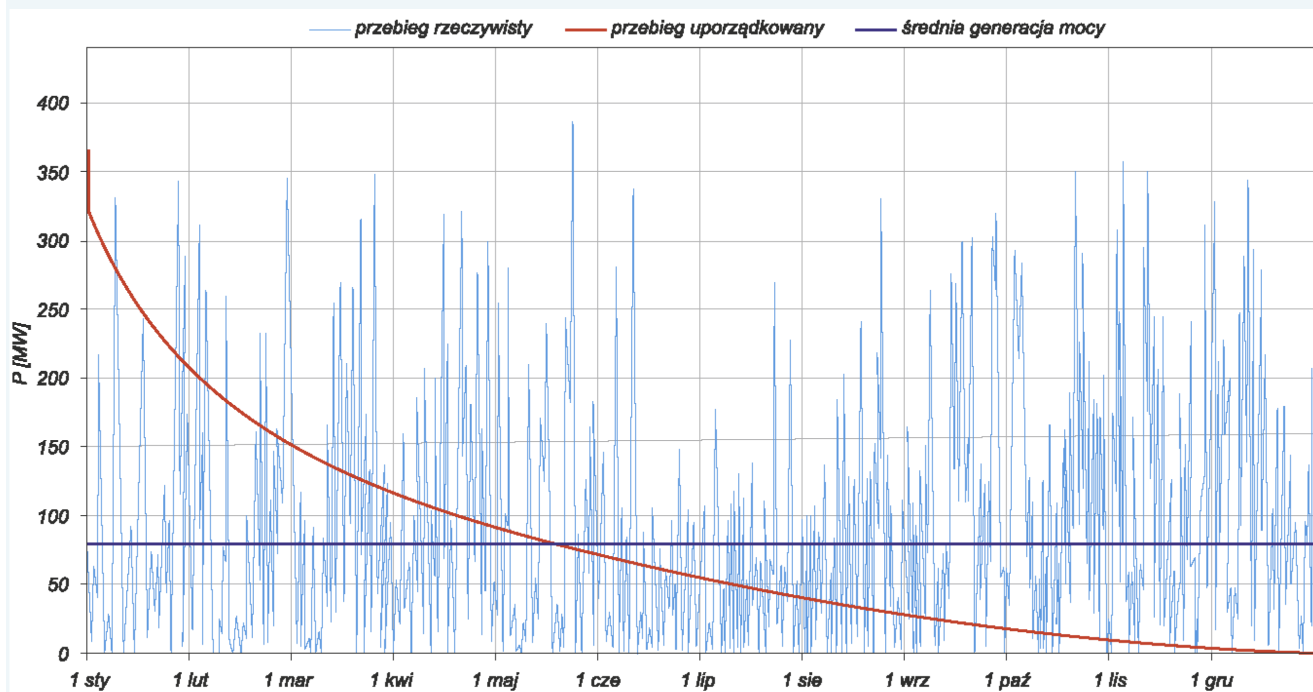
Cecha	Efekt / stan	Przyczyna
Pewność generacji	nieprogramowalna, prognozowalna	fizyka zjawisk
Rezerwowanie mocy	pogodozależne = brak, $P_{min} = 0$	fizyka zjawisk
Regulacja *U* i *Q*	realizowana lokalnie	
Regulacja nadrzędna *U* i *Q*	realizowalna, nie jest stosowana	
Regulacja *f* i *P*	realizowalna, rzadko jest stosowana	prawo, ekonomia
Jakość energii	ograniczony negatywny	przekształtniki
Obszar osiągalnych stanów pracy	porównywalny ze źródłami klasycznymi	
Stabilność napięciowa	poprawa	
Stabilność lokalna	pogorszenie	stała inercji
Obrona systemu EE	realizowana, stosowana jednokierunkowo	prawo, ekonomia
Odbudowa systemu EE	nie jest realizowana, niezasadna	układy regulacji
RFT (przetrwanie zwarcia)	realizowane	
Sztuczna inercja	realizowane	
Niechciane przepływy mocy	występują jako wynik braku sterowania gen.	prawo, ekonomia
Zdolności przyłączeniowe	brak w KSE, chociaż zależne od sposobu prowadzenia ruchu EW	prawo, ekonomia
Odporność na atak	ograniczona ze względu na brak zdolności do pracy wyspowej	system rozproszony
Systemy wsparcia	wymagane	polityka, prawo

Tab. 18.4. Tab. 3. Cechy współpracy elektrowni wiatrowych z systemem elektroenergetycznym.

3.2. Rezerwowanie mocy

Drugim niezwykle istotnym elementem jest zdolność jednostek wytwórczych do rezerwowania mocy, a w tym dyskutowanym parametrem staje się minimalna osiągalna wartość mocy jaką dane źródła mogą wprowadzić w dowolnej chwili czasu do systemu. W przypadku elektrowni wiatrowych pracujących na względnie mało rozległym geograficznie obszarze jakim jest obszar KSE, minimalna wartość generowanej mocy czynnej może być równa zero, co przedstawia rysunek 3. Na rysunku tym pokazano sumaryczne wartości mocy czynnej generowanej przez elektrownie wiatrowe o sumarycznej mocy zainstalowanej równej 455 MW pracujące w północnej części KSE. Pomiar mocy dokonywany był w odstępach półgodzinnych przez 365 dni.

Powyższe oznacza, że rezerwowanie mocy przez elektrownie wiatrowe jest mało pewne*. Potwierdzenie tego można znaleźć między innymi w opracowaniu [16] dla obszaru większego niż KSE, obejmującego Niemcy, Danię, Szwecję i Finlandię, gdzie minimalna moc generowana (i tym samym dyspozycyjna) nie przekracza 1%.*



Rys. 18.8. Rys. 3. Sumaryczna generacja turbin wiatrowych o mocy 455 MW w KSE w ciągu roku

3.4. Obszar osiągalnych stanów pracy

Wspomniany powyżej obszar osiągalnych stanów pracy jednostki wytwórczej determinuje jej wpływ na stabilność napięciową oraz jest pewną miarą zdolności regulacyjnych mocy czynnej[3]. Na rysunku 4 przedstawiono obszary osiągalnych stanów pracy bloku klasycznego (linie: czerwona, niebieska i czarne), tj. z generatorem synchronicznym przyłączonym do sieci bezpośrednio oraz obszar osiągalnych stanów pracy elektrowni wiatrowej (linia brązowa). Kolorem czerwonym oznaczona jest charakterystyka bloku klasycznego określona na poziomie szyn generatora, a kolorem niebieskim określona na poziomie górnego napięcia transformatora blokowego. Liniami czarnymi oznaczono minimalną i maksymalną wartość mocy czynnej wynikającą z ograniczenia turbiny parowej i kotła. Jak wynika z porównania tych obszarów farmy wiatrowe umożliwiają pracę z większym poborem mocy biernej oraz przy mniejszych wartościach generowanej mocy czynnej. ***Wadą jest ograniczony zakres mocy biernej dla małych wartości generacji mocy czynnej - co ma miejsce przez istotną część rocznego czasu pracy źródeł - i w tym niepewność co do możliwości pozyskania mocy biernej w ogóle****.*

3.7. Stabilność lokalna

Problem wpływu elektrowni wiatrowych na stabilność lokalną i globalną jest dyskutowany od kilkunastu lat. Problem ten wiąże się z jednej strony ze strukturą systemu elektroenergetycznego, a z drugiej - z jego nasyceniem elektrowniami wiatrowymi (efekt skali) oraz ich właściwościami dynamicznymi. ***W przypadku zastępowania źródeł klasycznych przez elektrownie wiatrowe (a tym bardziej przez elektrownie fotowoltaiczne) zwraca się uwagę na negatywny dla stabilności efekt zmniejszania się stałej inercji (mas wirujących w systemie). Masy wirujące stanowią swego rodzaju zasobnik energii „włączający się do pracy" bezpośrednio po naruszeniu bilansu mocy****.*

W przypadku małych systemów elektroenergetycznych efekt skali jest widoczny już przy niewielkiej mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych*. Na rysunku 9 przedstawiono wartości własne obliczone dla modelu systemu Irlandii Północnej. W tym systemie elektrowni wiatrowych dominującą grupą są generatory z wirnikami klatkowymi, których częstotliwości 1 P i 3P równe odpowiednio 0,22 Hz i 0,66 Hz dla tzw. małego generatora (włączanego przy małych prędkościach wiatru) oraz 0,32 Hz i 0,96 Hz dla tzw. dużego generatora, odpowiadały częstotliwościom modów mierzonych w systemie elektroenergetycznym bez elektrowni wiatrowych (rys. 10).*

Jak wynika z rysunku 9 elektrownie wiatrowe w tym systemie oprócz wprowadzenia „swoich" modów (punkty oznaczone jako WF) powodują przesunięcie w prawo i tym samym zmniejszenie tłumienia kilku innych modów (mody oznaczone

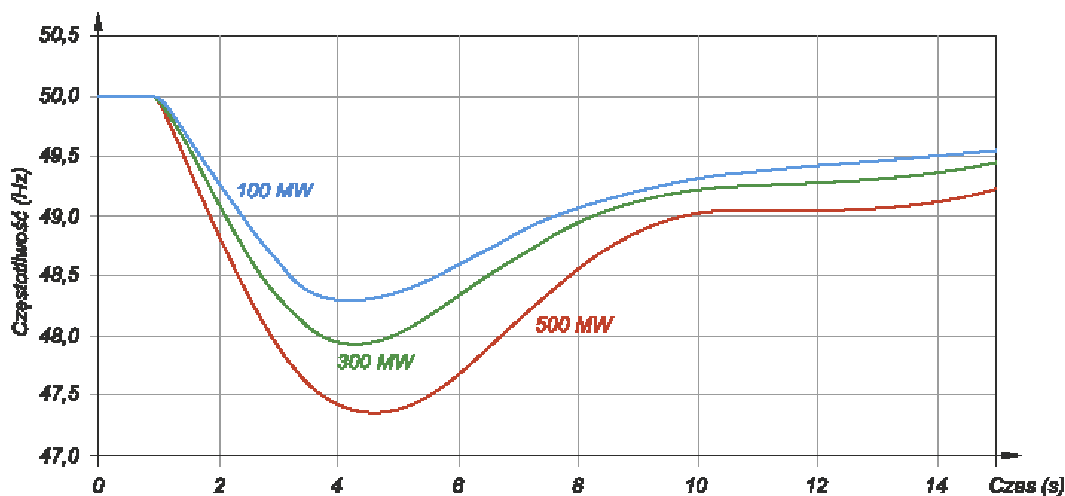
strzałkami). ***Tak duży negatywny wpływ elektrowni wiatrowych wynika tu głównie z dopasowania częstotliwości kołysań elektromechanicznych systemu z częstotliwościami 1 P i 3P elektrowni wiatrowych. Elektrownie wiatrowe, tworząc z systemem układ rezonansowy są elementem pobudzającym kołysania elektromechaniczne.*** *Zarejestrowane zdarzenia związane z występowaniem niętłumionych kołysań elektromechanicznych, o częstotliwościach 0,69 Hz oraz 0,67 Hz, amplitudach 1,2 MW i 0,9 MW, trwały odpowiednio 2,5 i 1 godzinę,* ***co oznacza potencjalnie duże zagrożenie dla stabilności systemu.***
W systemach dużych, jak np. europejski czy amerykańskie, również daje się zauważyć istotny wpływ elektrowni wiatrowych na ich własności dynamiczne. Na rysunku 11b przedstawiono odpowiedź systemu ENSO-E na zmianę mocy generowanej na północy Niemiec, równą 1,2 GW, a spowodowaną wyłączeniem elektrowni klasycznej. Krzywa N przedstawia odpowiedź systemu w tzw. wariancie północnym generacji wiatrowej, a krzywa S - w wariancie południowym. W wariancie północnym generacja mocy przez elektrownie wiatrowe jest równa 20% sumarycznej mocy generowanej w całym systemie, a w wariancie południowym jest ona równa 14% (rys. 1 la). W modelu systemu przyjęto jednakowy udział elektrowni wiatrowych z maszynami asynchronicznymi, tzw. dwustronnie zasilanymi oraz z maszynami synchronicznymi przyłączonymi do sieci przez przekształtnik energoelektroniczny. ***Odpowiedzi systemu, przedstawione na rysunku 11 b, dowodzą negatywnego wpływu elektrowni wiatrowych na własności dynamiczne systemu elektroenergetycznego. Potwierdzają to również obliczenia wykonywane na modelach amerykańskich. Powyższe wynika ze wspomnianego powyżej zmniejszania się stałej inercji systemu. Szczególnie niepokojący jest tu fakt zmniejszania się tłumienia modów niskoczęstotliwościowych, w których przypadku efektywność stabilizatorów systemowych (najpowszechniej używanych elementów poprawy tłumienia kołysań elektromechanicznych) jest względnie mała.***

3.8. Obrona systemu elektroenergetycznego
Elektrownie wiatrowe, których układy regulacji mocy czynnej realizują charakterystykę b lub c jak przedstawione na rysunku 8, uczestniczą w obronie systemu elektroenergetycznego w przypadku wystąpienia w systemie nadwyżki mocy generowanej nad pobiera na. W sytuacji przeciwnej, tj. w przypadku wystąpienia niedoboru mocy generowanej, układ regulacji elektrowni wiatrowej powinien zwiększać moc generowaną zgodnie z charakterystyką d lub e (rys. 8). Przykład udziału elektrowni wiatrowych w takim przypadku przedstawia rysunek 12. ***Warto tu jednak podkreślić, że wspomaganie systemu w tego typu stanach wymaga pracy elektrowni wiatrowych z mocą mniejszą niż wynikająca z prędkości wiatru, co obecnie nie jest realizowane.***

3.9. Odbudowa systemu elektroenergetycznego po blackoucie
Elektrownie wiatrowe po wyłączeniu z pracy w systemie elektroenergetycznym, zgodnie z typowym swoim algorytmem działania, po kilku minutach (w przypadku korzystnych warunków wiatrowych) załączają się do pracy w systemie i szybko zwiększają moc do wartości wynikającej z warunków wiatrowych (typowy tryb pracy), a w przypadku stosowania charakterystyk, takich jak np. na rysunku 8, zwiększają moc generowaną stosownie do częstotliwości w systemie. ***Obecnie odbudowa systemu elektroenergetycznego po blackoucie nie jest realizowana z udziałem elektrowni wiatrowych.*** *Wynika to głównie z niepewności, co do wartości mocy, jaką te obiekty będą wprowadzały do systemu. Problem ten może być rozwiązany przez zastosowanie systemów on-line monitorowania i sterowania pracą tych elektrowni.* ***Zagadnienia ich włączenia w proces odbudowy systemu elektroenergetycznego po blackoucie są obecnie rozważane np. w systemach niemieckich.***
W praktyce elektrownie wiatrowe przyłączone do sieci SN (ulokowane w głębi systemu elektroenergetycznego) i niepodlegające sterowaniu przez OSD/OSP będą uczestniczyły w procesie jego odbudowy.

3.10. Zdolność przetrwania zwarcia i forsowanie prądu
Zdolność utrzymania się elektrowni wiatrowych w pracy w systemie elektroenergetycznym w czasie trwania zwarcia została wymuszona przez operatorów systemów elektroenergetycznych. Funkcja ta zapobiega utracie źródeł energii (mocy generowanej), często o znacznej wartości, co mogłoby w konsekwencji w skrajnym przypadku doprowadzić do blackoutu. Wymagania różnych operatorów systemów co do kształtu tzw. charakterystyki przetrwania są różne, co pokazuje rysunek 13. Zasadnicze różnice dotyczą minimalnego napięcia, dopuszczalnego czasu jego trwania oraz prostej określającej minimalną szybkość odbudowy napięcia. Wartości te wynikają z cech systemów elektroenergetycznych, a w tym cech układów regulacji klasycznych jednostek wytwórczych pracujących w tych systemach.

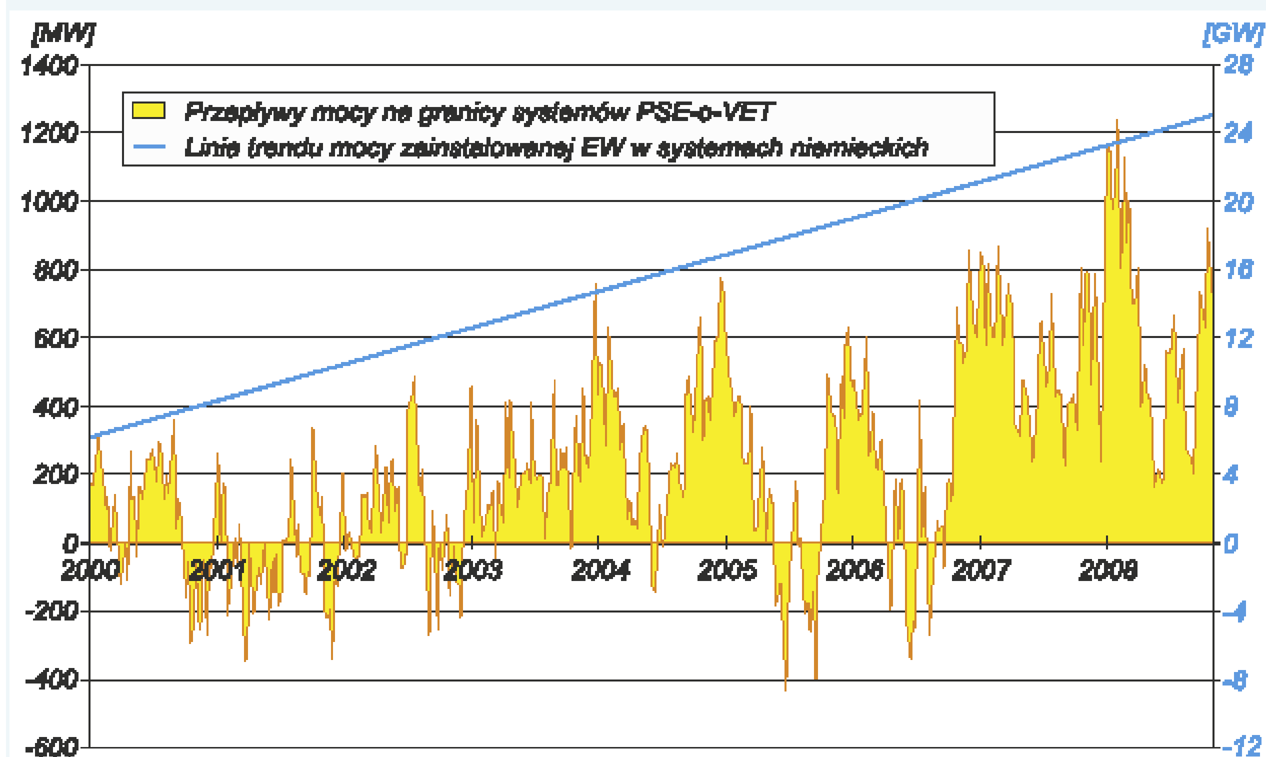
3.11. Sztuczna inercja
Wzrost liczby odnawialnych źródeł energii, tj. elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych, prowadzi do zmniejszenia inercji systemu i tym samym energii zgromadzonej w masach wirujących. ***Elektrownie wiatrowe z maszynami dwustronnie zasilanymi wnoszą do systemu inercję mniejszą niż klasyczne jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi, natomiast inercja elektrowni wiatrowych z generatorami przyłączonymi do sieci poprzez przekształtnik energoelektroniczny (dotyczy to też elektrowni fotowoltaicznych) jest równa zero.*** *Konsekwencją tego jest (wspomniana powyżej) zmiana własności dynamicznych systemu elektroenergetycznego (zmniejszenie tłumienia kołysań elektromechanicznych) oraz zwiększenie maksymalnego odchylenia częstotliwości i wartości pochodnej częstotliwości (RoCoF-RateofChangeofFrequency) po zaburzeniu bilansu mocy czynnej. Przykład wpływu generacji wiatrowej na odpowiedź częstotliwościową na zaburzenie bilansu mocy dla systemu o sumarycznej mocy źródeł wytwórczych równej 1000 MW przedstawia rysunek 15.*
Zmniejszanie się energii zgromadzonej w masach wirujących (zmniejszanie się inercji systemu) jest niebezpieczne dla systemu elektroenergetycznego, ponieważ może prowadzić do wyłączania jednostek wytwórczych przez zabezpieczenia podczęstotliwościowe, a w tym do ograniczenia efektywności automatyki SCO.



Rys. 18.10. Rys. 15. Porównanie odpowiedzi częstotliwościowej dla SEE o różnym udziale źródeł wiatrowych; sumaryczna moc źródeł wiatrowych: (1) 100 MW; (2) 300 MW; (3) 500 MW [I 9]

3.14. Niepożądane przepływy mocy

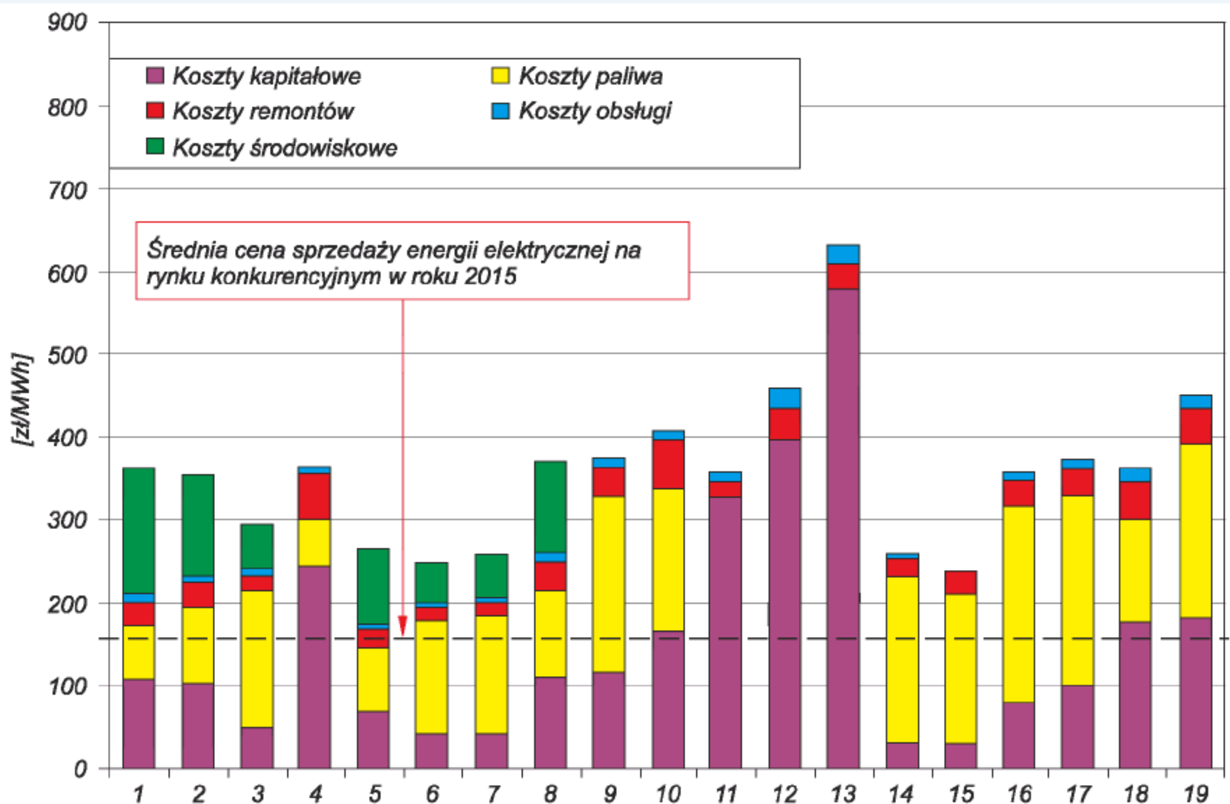
Przepływy mocy pomiędzy połączonymi systemami elektroenergetycznymi mają charakter planowy i związane są z handlem energią elektryczną. ***Zależne od pogody źródła energii, takie jak elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne naruszają ten proces, prowadząc do występowania nieplanowanych przepływów mocy. Przepływy takie niewątpliwie wpływają na pracę systemów oraz naruszają ich zdolności regulacyjne. Są zatem elementem niepożądanym****. Przykład nieplanowanych przepływów mocy na granicy systemów Polski i Niemiec jako miarę rozwoju elektroenergetyki wiatrowej w Niemczech przedstawia rysunek 19.*



Rys. 18.11. Rys. 19. Zależność pomiędzy mocą zainstalowaną w elektrowniach wiatrowych a nieplanowanymi przepływami mocy pomiędzy systemami elektroenergetycznymi

3.15. Systemy wsparcia

Odnawialne źródła energii w chwili obecnej wymagają systemów wsparcia (rys. 20), chociaż z roku na rok, jako wynik rozwoju technologicznego, koszt wytworzenia jednostki energii przez elektrownie wiatrowe oraz przez elektrownie fotowoltaiczne maleje..”



Rys. 20. Koszty wytwarzania energii zdyskontowane na rok 2013, z uwzględnieniem kosztów opłat za emisję CO_2 w wysokości 160 zł/t CO_2 [autor: prof. A. Zaporowski]

Fig. 20. Electric energy generation costs discounted for the year 2013, taking into account the cost of CO_2 emission equal to 160 zł / t CO_2 (1 – lignite plant, 2 – coal plant, 3 – natural gas plant, 4 – nuclear reactor PWR plant, 5 ÷ 10 – district heating plant, 11 – wind turbines, 12 – hydro plant, 13 – photovoltaic plant) [author: prof. A. Zaporowski]

Rys. 18.12. Rys.20. Koszty wytwarzania energii zdyskontowane na rok 2013, z uwzględnieniem kosztów opłat za emisję CO^2 w wysokości 160 z//t CO^2.
(Fig. 20. Electric energy generation costs discounted for the year 2013, taking into account the cost of CO2 emission equal to 160zt/tC02 (1-lignite plant, 2 - coal plant, 3 - natural gas plant, 4 - nuclear reactor PWR plant, 5 + 10- district heating plant, 11- wind turbines, 12 -hydro plant, 13 - photovoltaic plant) [author: prof. A. Zaporowski])

Proces forsowania rozwoju OZE można rozpatrywać w różnych przedziałach czasu. ***Obecnie można traktować go jako wynik forsowania rozwoju danych technologii w celu osiągnięcia określonych zysków przez kraje produkujące tego typu źródła energii.*** *Natomiast w przedziale czasu przekraczającym przewidywany okres wydobywania kopalin energetycznych (węgla, ropy naftowej, gazu, uranu) tj. sto kilkadziesiąt lat, forsowanie rozwoju OZE (bez definiowania technologii przyszłości) wydaje się w pełni uzasadnione, a nawet konieczne*

Komentarz autora opracowania:
Rys. 20. Koszty wytwarzania energii zdyskontowane na rok 2013, z uwzględnieniem kosztów opłat za emisję CO_2 w wysokości 160 z//t CO_2 [autor: prof. A. Zaporowski] **jest z wszech miar interesujący**.

Pokazuje on mianowicie w całej krasie kłamliwe oszustwo „Zielonego Ładu” jak i kłamstwo klimatyczne jak na dłoni.
Najniższe w sumie koszty – kapitałowe, remontowe, paliwa i obsługi – mają elektrownie na węglu brunatnym (słupek 1) i na węglu kamiennym (słupek 2). Cena za 1 MWh jest odpowiednio równa 215 i 225 zł.
Odpowiednio wiatraki (słupek 11) za 1 MWh to 360 zł zaś fotowoltaiczne (słupek 13) aż 635 zł za 1 MWh.

Widać też w całej krasie, kłamliwe oszustwo „Zielonego Ładu” i kłamstwo klimatyczne, bo z tych najtańszych i najbardziej ekonomicznych źródeł jakimi są elektrownie na węglu brunatnym i na węglu kamiennym drenowane są sztuczne „koszty środowiskowe” w wysokości odpowiednio ok. 160 zł/ 1MWh i 135 zł/ 1MWh, żeby dopłacać do wiatraków i PV.

Nikt przy zdrowych zmysłach, nie kupiłby przecież energii z wiatraków (słupek 11) po 360 zł/ 1 MWh czy z fotowoltaicznych (słupek 13) po niebotycznej cenie 635 zł /1 MWh mając energię z węglowych po 215 i 225 zł.

O i cała tajemnica OZE i „Zielonego Ładu”.

W jeszcze innej pracy autorstwa dr inż. Ryszard Nowicki, GE Power Controls, pt. **Nadobroty: skutki, systemy detekcji i zabezpieczenia (BEZPIECZEŃSTWO W PRZEMYŚLE,** Nr 10 Październik 2015 r., artykuł recenzowany) czytamy o tym problemie, co następuje.

Cytat z opracowania:

Turbiny wiatrowe
*„W Polsce największe spośród zainstalowanych turbin wiatrowych posiadają moc nominalną ~3 MW, a moc całkowita wszystkich turbin wynosi już ~4 GW (*rok 2015 – autor opracowania*). Turbiny o największej, dochodzącej do 116 m, średnicy wirnika pracują na Farmie Wiatrowej Krobia w Wielkopolsce.*

Zdarzenia nadobrotów mogą dotknąć także turbiny wiatrowe, a skutki awarii mogą być w podobnym stopniu katastrofalne, jak opisane dla turbozespołów parowych, gazowych oraz wodnych.

Na rysunkach 5, 6, 7 [9] pokazano kilka poważnych awarii turbin wiatrowych w konsekwencji wystąpienia nadobrotów.



Rys. 18.13. Rys. 5. Uszkodzenie gondoli i wirnika w konsekwencji nadobrotów.

Rys. **18.14.** Rys. 6. Zniszczenie wirnika, uszkodzenie wieży oraz pęknięcie fundamentu w konsekwencji nadobrotów.



Rys. 18.15. Rys. 7. Dezintegracja gondoli i wieży.

W znaczącej liczbie przypadków nadobroty turbin wiatrowych ***są powodowane uszkodzeniem podzespołu sterującego kątem natarcia łopat.***

W przypadku pierwszym (rysunek 5) doprowadziły one do rozszczelnienia układu olejowego, co po kontakcie oleju z rozgrzaną tarczą hamulca wywołało pożar gondoli oraz deformację głowicy w wyniku implozji.

W przypadku drugim (rysunek 6) nadobroty spowodowały katastroficzne uszkodzenie dwóch z trzech łopat wirnika. Duże oddziaływania dynamiczne generowane przez rozważony wirnik dodatkowo doprowadziły do deformacji górnej partii wieży oraz do pęknięć w bloku fundamentu.

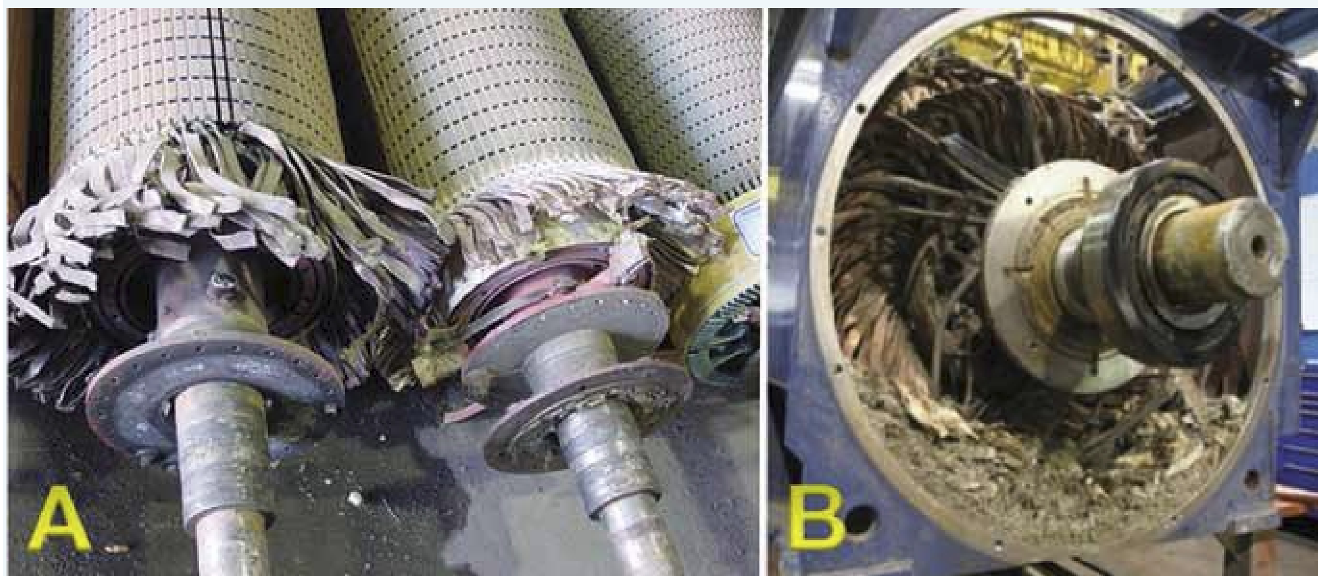
W przypadku trzecim (rysunek 7) w trakcie nadobrotów doszło do uderzenia o wieżę przez jedną z łopat, co w konsekwencji doprowadziło do dezintegracji różnych elementów systemu, powodując finalnie upadek gondoli na ziemię i całkowite zniszczenie turbiny wraz z generatorem.

Do dezintegracji wieży niekoniecznie jest potrzebne uderzenie ze strony łopaty. Wystarczająca jest zwyżka obrotów prowadząca do zwiększonego oddziaływania dynamicznego na kolumnę turbiny (np. w warunkach pojawienia się drgań rezonansowych, co może mieć miejsce dla obrotów wyższych od nominalnie dopuszczalnych).

Skutki finansowe opisanych powyżej trzech awarii były szacowane odpowiednio na 800, 600 i 1300 tysięcy euro i to bez uwzględnienia strat wynikających z utraty możliwości produkcji energii elektrycznej.

W trakcie zdarzenia nadobrotów ***obracające się wirniki turbiny rozpadają się na wiele części, które są rozrzucane w promieniu wielu setek metrów od turbin****. Znane są przypadki, w których* ***znaleziono fragmenty turbiny wiatrowej w odległości ~1400 m od miejsca, w którym pracowała.*** *Dezintegracja wirnika stanowi oczywiste zagrożenie dla ludzi, zwierząt i nieruchomości znajdujących się w polu rażenia.*

Nie w każdym przypadku nadobroty powodują tak spektakularne uszkodzenia, jak zilustrowane powyższymi przykładami, tzn. nie pozostawiające złudzeń co do konieczności naprawy.



Rys. 18.16. Rys. 8. Zniszczenie uzwojeń (A) wirnika, (B) wirnika i stojana generatora napędzanego turbiną wiatrową w wyniku wystąpienia nadobrotów.

Częstym skutkiem nadobrotów są uszkodzenia mechaniczne generatorów *tak, jak pokazane przykładowo na rysunku 8 [10].*
Rysunek 8 A prezentuje typowe uszkodzenie wirników generatorów napędzanych turbiną wiatrową, natomiast na rysunku 8 B pokazano katastroficzne uszkodzenia zarówno wirnika, jak i stojana.
Generatory turbin wiatrowych są napędzane często poprzez przekładnie i w konsekwencji posiadają niezależne, znacznie wyższe od turbin, ograniczenia na obroty maksymalne wirników. Np. dla modelu VESTAS V90-1,8 MW maksymalna prędkość dopuszczalna (zgodnie z IEC 61400: w ciągu 2 minut) wynosi 2400 RPM.

Czasami do katastroficznych zdarzeń spowodowanych nadobrotami dochodzi w czasie prac serwisowych prowadzonych w gondoli lub w rejonie turbiny*. W [11] opisano zdarzenie śmierci pracownika służb utrzymania ruchu w konsekwencji takiego przypadku."*

[11] The Dark Side of „GREEN”: Wind Turbine Accidents, Injuries and Fatalities Raise Serious Safety Concerns, East County Magazine, kwiecień 2012.

19. Ekologia a wiatraki i farmy fotowoltaiczne

19.1. Brudny sekret energetyki wiatrowej - Jezioro Baotou

Szeroko promowane na świecie tak zwane odnawialne źródła energii, nie tylko nie są ekonomiczne, bo trzeba do nich dopłacać, ale przede wszystkim nie są ekologiczne

„Zacznijmy od początku, czyli od samej produkcji „wiatraka". W generatorach turbin wiatrowych, w celu minimalizacji wagi generatora (wszak umieszczonego na szczycie masztu), stosuje się magnesy z metali ziem rzadkich (REE) – neodymu i dysprozu. Wydobycie ich - głównie w Chinach - powoduje olbrzymie zanieczyszczenie środowiska.
Generuje toksyczne i radioaktywne odpady na gigantyczną skalę. Amerykański Institute for the Analysis of Global Security ocenia, że wydobycie jednej tony metali ziem rzadkich powoduje powstanie jednej tony odpadów radioaktywnych.
Już w roku 2011 badania przeprowadzone w pobliżu jeziora Baotou w Chinach, gdzie wydobywa się te pierwiastki, wykazały bardzo wysoki współczynnik zachorowań ludzi na raka, osteoporozę oraz choroby skóry i dróg oddechowych. ***Poziom napromieniowania w jeziorze był dziesięciokrotnie wyższy niż w okolicy****. A w jednej turbinie zużywa się kilkaset kilogramów metali ziem rzadkich."*

„Rzadkość i podobieństwo REE powoduje, że proces wydobywania i wyodrębniania tych metali od siebie jest czasochłonny, drogi i niebezpieczny. Szacuje się, że wytworzenie 1 tony REE wiąże się z wykreowaniem 200 000 litrów toksycznych wód kwasowych.
To oznacza, że aby zaspokoić szacowane zapotrzebowanie na turbiny wiatrowe do 2030 roku, ponad 80 mld litrów trującej wody dostanie się do ekosystemu. Niejako efektem ubocznym wytwarzania REE jest wydobywanie radioaktywnych pierwiastków jak tor czy uran.
W zasadzie jednym z powodów hegemonii Chin na rynku jest ignorowanie opłakanych skutków wytwarzania metali ziem rzadkich dla środowiska. Brak odpowiedniej ostrożności w Chinach spowodował dewastacje pól ryżowych, zatrucie rzek, kilkunastokrotny wzrost zachorowań na raka, a także konieczność masowych przesiedleń miast i wsi znajdujących się w pobliżu kopalni.

Przyszłość branży również nie wygląda optymistycznie. Szacuje się, że ***nawet najliczniejsze zasoby metali ziem rzadkich w Mongolii i Chinach wyczerpią się w perspektywie 40 lat.*** *Badania realizowane przez Unię Europejską i Departament Energii USA stwierdzają także, że w krótkim i średnim okresie nastąpią braki w podaży lekkich metali ziem rzadkich, natomiast braki w średnich i ciężkich REE nastąpią w średnim i długim okresie."*

Brudny sekret energetyki wiatrowej ekologiczna katastrofa w Chinach, w Mongolii Wewnętrznej i nieodnawialność „odnawialnej energii".

Do produkcji turbin wiatrowych niezbędne są metale ziem rzadkich. W szczególności w prądnicach turbin stosowane są magnesy z neodymu. Na wytworzenie jednej bezprzekładniowej turbiny wiatrowej o mocy 5 MW zużywa się 800 kg neodymu i 200 kg dysprozu. Metale ziem rzadkich są niezbędne także do produkcji wielu urządzeń elektronicznych, jak laptopy czy smartfony. Ale „zieloni" - w przeciwieństwie do innych gałęzi przemysłu – twierdzą, że tylko energetyka wiatrowa stosuje „czystą", „odnawialną" technologię produkcji.
W zasadzie jedynym dostawcą tych surowców są obecnie Chiny ponieważ proces wydobycia i rafinacji neodymu jest na tyle niebezpieczny i toksyczny, że właściwie jedynie Chiny są gotowe ponieść związane z tym koszty ekologiczne. Dlatego odpowiadają one za 90% produkcji neodymu na świecie.
Poniższy film austriackiej telewizji ORF pokazuje, w jakich warunkach następuje wydobycie i rafinacja metali ziem rzadkich w pobliżu miasta Baotou, liczącego 2,5 miliona mieszkańców, w regionie autonomicznym Mongolia Wewnętrzna (północne Chiny). Tytuł filmu to: „Toksyczne jezioro Baotou".

Jezioro Baotou jest sztucznie utworzonym ogromnym zbiornikiem, do którego odprowadza się radioaktywne, toksyczne ścieki chemiczne z rafinerii metali ziem rzadkich mieszczącej się w pobliskim mieście. (W tych okolicach znajduje się 70% światowych złóż metali ziem rzadkich).
Według doniesień z 2011 r., urzędowe badania przeprowadzone w pobliskiej wiosce wykazały nadzwyczaj wysoki współczynnik zachorowań na raka, a także na osteoporozę oraz choroby skóry i dróg oddechowych. Poziom napromieniowania w jeziorze był dziesięciokrotnie wyższy niż w okolicy.

Niepodważalnym autorytetem dla ekologów i „Zielonych" na całym świecie jest amerykański „Bulletin of Atomic Scientists". W 2011 r. na łamach Biuletynu znalazł się artykuł „Mit odnawialnej energii". Przedstawiona tam sytuacja dotyczy 2009 r. Od tego czasu na świecie powstało dziesiątki tysięcy turbin wiatrowych. Cytat z 2011 r.:
„Według Amerykańskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, przy budowie 5700 turbin zainstalowanych w Stanach Zjednoczonych zużyto około 58 tysięcy km stalowych prętów i 1,3 miliona m3 cementu (co wystarczyłoby do wybetonowania chodnika o szerokości 2 metrów i długości 12 000 kilometrów)."
I dalej:
„Aby zaspokoić całkowite zapotrzebowanie świata na energię przy pomocy wyłącznie energii odnawialnej w 2030 r. potrzebne byłoby około 3,8 miliona turbin wiatrowych (o mocy dwukrotnie wyższej niż najpotężniejsze wiatraki obecnie [tj. w 2011 r.], 720 000 urządzeń wytwarzających energie z fal, 5 300 elektrowni geotermalnych, 900 elektrowni wodnych, 490 000 turbin morskich, 1,7 miliarda dachowych systemów fotowoltaicznych, 40 000 elektrowni słonecznych oraz 49 000 systemów koncentrowania energii słonecznej". A każde z tych urządzeń zawiera bardzo dużo właśnie neodymu"

W 2012 r. naukowcy z amerykańskiego MIT przedstawili prognozę, zgodnie z którą rozwój energetyki wiatrowej w ciągu najbliższych 25 lat może zwiększyć zapotrzebowanie na neodym o 700 % i na dysproz o 2600 %.

Amerykański Institute for the Analysis of Global Security ocenia, że wydobycie jednej tony metali rzadkich ziem powoduje powstanie jednej tony odpadów radioaktywnych. Według szacunku przedstawionego w cytowanym artykule „Bulletin of Atomic Scientists" (2011) turbina wiatrowa o mocy 2 MW zawiera około 400 kg neodymu i 65 kg dysprozu. Z kolei artykuł MIT wskazuje, że turbina 2 MW zawiera ok. 300 kg metali rzadkich ziem.
Jeśli więc 2012 r. w USA zainstalowano turbiny wiatrowe o mocy **13 131 MW**, oznacza to, że do produkcji tych wiatraków użyto od około 2 500 do 3 000 ton metali rzadkich ziem. Tym samym wytworzono od 2 500 do 3 000 ton odpadów radioaktywnych.
Wracając do artykułu z Biulletin of Atomic Scientists, zawiera on następujące podsumowanie:

„Niestety termin „odnawialna energia" jest pozbawiony sensu bez odniesienia do ustalonych standardów. Jak w przypadku króla, który może paradować nago, bo nikt nie odważy się o tym głośno powiedzieć, boimy się stawić czoła niewygodnej prawdzie: Żadna z naszych obecnych technologii energetycznych nie jest prawdziwie odnawialna, przynajmniej w taki sposób, w jaki jest obecnie stosowana. Nie odkryliśmy jeszcze żadnej formy energii, która byłaby całkowicie czysta i nadawała się w pełni do ponownego użycia, a pomysł, że takie źródło energii zostanie kiedykolwiek odkryte, jest złudzeniem."

Rodzi się pytanie, dlaczego ta wiedza nie stała się do tej pory obowiązkowym elementem „prognoz oddziaływania na środowisko" przygotowywanych dla strategii budowy w naszym kraju tysięcy kolejnych turbin.



Rys. 19.1. Widok na liczącego 2,5 miliona mieszkańców miasto i Jezioro Baotou - kadr z poniższego filmu austriackiej telewizji ORF.

Tu widok na liczącego 2,5 miliona mieszkańców miasto i Jezioro Baotou:
https://www.youtube.com/watch?v=t_UdqZdFr-w&feature=youtu.be

Wniosek jest prosty. Wiatr i słońce są z pewnością czystymi i odnawialnymi źródłami energii, ale technologie wymagane do wykorzystania tych niestabilnych, zależnych od pogody źródeł energii dla przyniesienia korzyści dla ludzkości wymagają surowców i operacji wydobywczych, które **nie są ani czyste, ani „zielone", ani odnawialne, ani zrównoważone, ani etyczne**.

Ta podstawowa prawda nie może być dłużej ignorowana. Technologie te w dużym stopniu opierają się na wydobyciu minerałów na czyimś podwórku, często w słabiej rozwiniętych krajach, gdzie inni ludzie i ich dzieci wykonują brudną, niebezpieczną pracę, dostarczając niezbędnych surowców i jednocześnie cierpiąc z powodu degradacji środowiska i chorób.

19.2. Recykling odpadów energetyki wiatrowej i fotowoltaiki

Na początek kilka zdjęć:



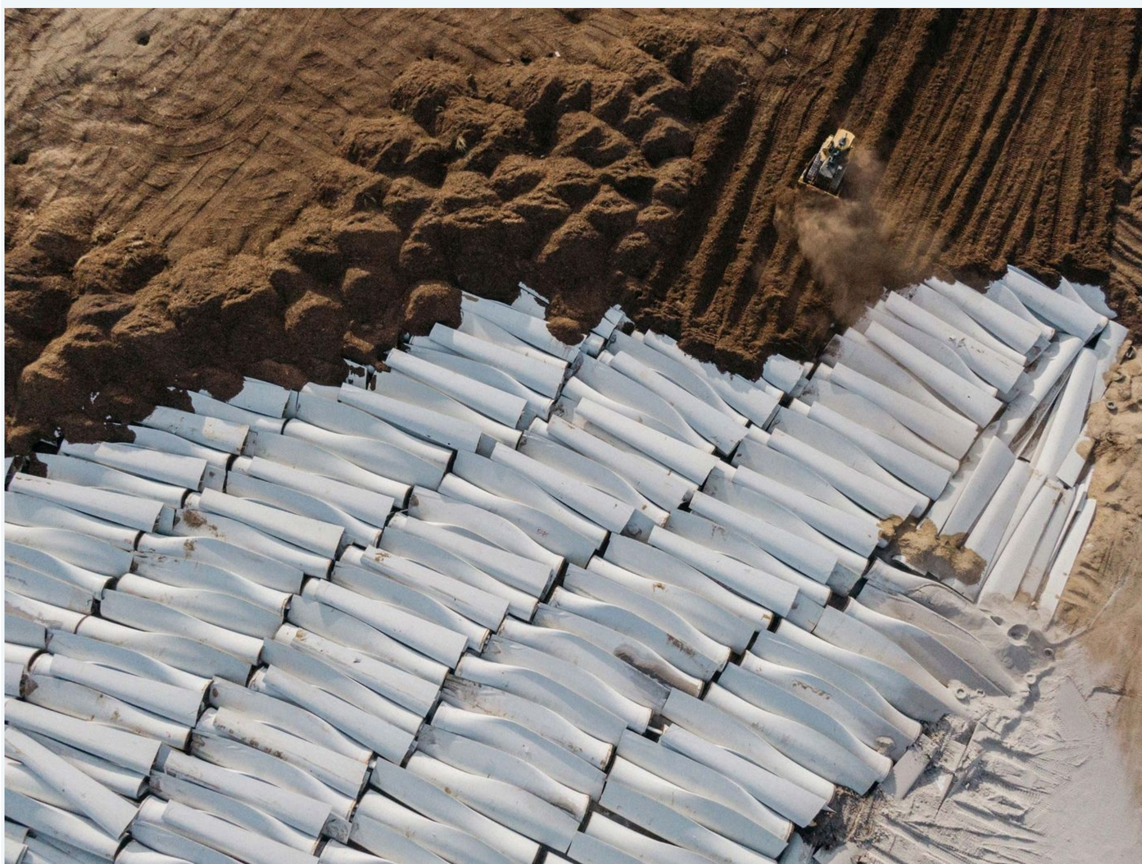
Rys. 19.2. Widok na składowisko zużytych łopat wiatraków.



Rys. 19.3. Widok na inne składowisko zużytych łopat wiatraków i ich „utylizacja” czarnoziemem I klasy.



Rys. 19.4. Widok na jeszcze inne składowisko zużytych łopat wiatraków pociętych na części.



Rys. 19.5. Widok ze zbliżeniem na inne składowisko zużytych łopat wiatraków i ich „utylizacja" czarnoziemem I klasy.

Na załączonych zdjęciach mamy rozwiązanie problemu zużytych/wyeksploatowanych łopat turbin wiatrowych po ich około 20 latach pracy.

Niemcy już mają problem.
„Jak wynika z badań niemieckiej Federalnej Agencji Środowiska, RFN już wkrótce może borykać się z problemem nadmiernych ilości zużytych turbin wiatrowych. W 2024 roku na złom pójdzie 70 tysięcy ton samych tylko łopat wiatraków. Informację podał portal Clean Energy Wire. Według niego, niemiecka Federalna Agencja Środowiska przygotowała badanie dotyczące przyszłości turbin wiatrowych, które zużywają się obecnie w RFN. Według tego dokumentu, rząd w

Berlinie oraz władze poszczególnych landów powinny szybko opracować wskazówki, przepisy i procedury dekonstrukcji turbin, inaczej Niemcy mogą nie dać rady z recyklingiem tych urządzeń.
„Spodziewana rozbiórka tysięcy starych turbin wiatrowych może przeciążyć krajowe możliwości recyklingowe oraz doprowadzić do problemów finansowych spółki będące operatorami wiatraków, gdyż przygotowane przez nie rezerwy mogą okazać się zbyt małe” - piszą dziennikarze Clean Energy Wire.
Punktem granicznym dla obecnie działających turbin w Niemczech będzie rok 2021, kiedy kończą się 20-letnie subsydia dla pierwszych wiatraków objętych programem wsparcia wprowadzonym w Niemczech w roku 2000. Większość z tych urządzeń zostanie wtedy zdemontowana.
„W roku 2024 na złom pójdzie ok. 70 tysięcy ton samych tylko łopat rozebranych wiatraków.” - dodaje w swoim artykule Clean Energy Wire, podkreślając, że surowce użyte do ich produkcji (m.in. włókno węglowe) są trudne w recyklingu.”

A co w Polsce?
„Problem z recyklingiem łopat wiatrowych? Polska firma ma rozwiązanie.
***Łopaty wiatrowe elementem małej architektury?** Na taki pomysł wpadła firma Anmet Architecture, która przerabia je na przedmioty użytkowe i elementy infrastruktury, pomagając w ich recyklingu.*
*Obecnie recyklingowi podlega około 85-90 proc. części zużytych elektrowni wiatrowych. **Problemem pozostaje jednak recykling łopat wiatrowych..***
*Europejskie stowarzyszenie sektora wiatrowego WindEurope szacuje, że **w ciągu najbliższych pięciu lat zostanie rozebranych około 14 tys. łopat wiatrowych**, a branża wiatrowa ma pracować nad zwiększeniem recyklingu także łopat wiatrowych.*
Nowatorski sposób na zagospodarowanie łopat ze zużytych turbin znalazła firma Anmet.
Anmet został włączony do programu Komisji Europejskiej, którego celem jest zaproponowanie nowych rozwiązań w zakresie sortowania i przetwarzana kompozytowych łopat wiatraków.
*Projekt „**Alternatywa utylizacji turbin wiatrowych starszej generacji. Wykorzystanie kompozytowych śmigieł do budowy mostowych obiektów inżynierskich**” **otrzymał dofinansowanie w wysokości 340 tys. zł, a wartość całego przedsięwzięcia wynosi 492 tys. zł.**.*
*Anmet istnieje na rynku od przeszło 20 lat i obsługuje przedsiębiorstwa z kraju i za granicą w zakresie obrotu odpadami metalowymi, a od 5 lat świadczy także usługi związane z demontażem turbin wiatrowych **na terenie całej Europy i Afryki Północnej**.*
*Ich pomysł był odpowiedzią na coraz większy problem, którym jest utylizacja łopat turbin wiatrowych, ponieważ **niewiele firm sobie z tym odpadem radzi, a ich recykling jest kosztowny i energochłonny**.*
*Dostępne procesy utylizacji łopat jak piroliza czy mielenie są bardzo energochłonne, przez co także kosztowne, dlatego **sporo właścicieli turbin najzwyczajniej przekazuje je na składowiska, co jest najgorszym z możliwych rozwiązań, ponieważ łopaty będą zalegać tam setki lat**.*
(chyba setki milionów lat ... albo i dłużej? – komentarz autora opracowania)

Ostatnie zmiany w prawie, głównie w krajach zachodnich, wprowadzają powoli obowiązek ich przetwarzania. Ze względu na to, że nie będzie się ich utylizować w jeden uniwersalny sposób, rozwiązanie Anmetu może być jednym z tych, na które zdecydują się deweloperzy.
Przy wdrażaniu swojego rozwiązania firma współpracuje z polskimi uczelniami technicznymi.
*Wraz z Politechniką Warszawską bada wytrzymałość włókien węglowych odzyskanych w procesie pirolizy, a z Politechniką Rzeszowską przeprowadza badania wytrzymałościowe, **mające pokazać możliwości użycia łopat turbin wiatrowych jako elementów nośnych kładek i przepraw rzecznych**.*
*W ubiegłym roku Anmet stworzył markę AIRchitecture, pod szyldem której rozpoczął kampanię i sprzedaż swoich produktów. Jednocześnie firma dalej prowadzi prace badawcze, wykonuje i testuje nowe prototypy swoich modeli. W tym momencie **pracuje nad rozwiązaniem dla infrastruktury drogowej**.*
*Na początku 2019 roku **Anmet rozpisał konkurs z nagrodami dla studentów Instytutu Sztuk Wizualnych Uniwersytetu Zielonogórskiego na zaprojektowanie "formy użytkowej ze śmigieł turbin wiatrowych"**.*
– Wyniki konkursu przerosły nasze oczekiwania, prace były naprawdę innowacyjne, kreatywne, a co najważniejsze stosunkowo proste w wykonaniu. Współpraca z uczelnią trwa do dziś, wspólnie uczestniczyliśmy w targach 4DD w Katowicach, planujemy także kolejne wspólne wystawy i współpracę przy dalszych projektach i realizacjach wykonań małej architektury ze śmigieł wiatraków – komentuje w korespondencji z portalem Gramwzielone.pl Marcin Sobczyk z Anmet.”

Wygląd więc na to, że na każdej rzece będziemy mieli co 100 m kładkę z łopaty śmigła wiatrakowego a przy okazji Niemcy rozwiążą sobie problem, który stworzyli subsydiując 30 lat temu „Zielony Ład”, który się oczywiście jeszcze tak nie nazywał.

Tym niemniej śmieci trafią do Polski, jako pełnowartościowe kładki i przeprawy rzeczne a nawet formy użytkowe.

Coś takiego?
Myślałem, że już mnie nic nie zadziwi a tu proszę! Kładki. I to nie byle jakie, ale z pięknych łopat kompozytowych.
I to z Niemiec, więc można by rzec, z PEWEXu.

Co do Niemiec, to za portalem niewygodne.info.pl zacytuję na koniec:
*„Wyliczenia ekspertów z Environmental Progress nie pozostawiają wątpliwości - w ciągu ostatniej dekady Niemcy wydali ok. 500 mld euro na odnawialne źródła energii. Efekty wpompowania tak gigantycznych środków okazały się być jednak mizerne. **Redukcja niemieckich emisji CO_2 była w tym okresie bliska zeru** (choć rządowe raporty mówią o redukcji na poziomie 12 proc.), **a równocześnie koszty produkcji energii elektrycznej wzrosły niemal 50 proc.!***

Co więcej - rząd w Berlinie musiał oficjalnie przyznać, iż nie uda mu się osiągnąć celów polityki klimatycznej, a Niemcy pozostaną "krajem węgla brunatnego".

*Wyniki jakie osiągnął nasz zachodni sąsiad w zakresie **tzw. polityki klimatycznej**, po tym jak zainwestowano tam olbrzymie środki finansowe na rzecz rozwoju energetyki odnawialnej, każą **poddać w wątpliwość sens takiego modelu rozwoju**. Zdaniem Mike'a Shellenbergera z organizacji "Environmental Progress", **Niemcy w ciągu ostatnich dziesięciu lat wydali na energetykę odnawialną aż 580 mld dolarów (ok. 500 mld euro).** Gigantyczne wydatki nie szły jednak w parze z redukcją emisji gazów cieplarnianych (CO2). Okazuje się bowiem, że poziom redukcji z ostatniej dekady był bliski zeru.*

*Wydanie ok. 500 mld euro na energetykę odnawialną miało jednak swoje konsekwencje w innych obszarach. **Przede wszystkim wzrosły ceny produkcji energii elektrycznej.** Zdaniem Shellenbergera **w ciągu ostatniej dekady niemieckie rachunki za prąd urosły o 50 proc.** W efekcie energia elektryczna dostarczana dla niemieckich gospodarstw domowych jest dziś blisko dwukrotnie droższa od ceny energii dostarczanej dla francuskich gospodarstw domowych.*

*Równie istotny jest fakt, iż nie tak dawno (czerwiec 2018 r.) **rząd w Berlinie oficjalnie poinformował, że nie zdoła dotrzymać celów klimatycznych na 2020 rok.** Niemcy pozostaną także jeszcze przez wiele lat "**krajem węgla brunatnego**", bowiem kluczowe znaczenie przy produkcji energii elektrycznej za Odrą nadal będą odgrywały elektrownie opalane tym surowcem.*

*W tym kontekście nie powinny nas dziwić informacje publikowane przez **Europejską Agencję Środowiska**, która stwierdziła, że **na 30 największych elektrowni węglowych zlokalizowanych na terenie UE, emitujących do atmosfery najwięcej CO2, aż 1/3 siłowni jest zlokalizowana na terytorium Niemiec (w tym aż 7 znajduje się w pierwszej "dziesiątce")**.*

*Nie mam wątpliwości, że wrzucenie olbrzymich pieniędzy w energetykę odnawialną i nie osiągnięcie głównego celu, dla którego to finansowe poświęcenie zostało podjęte, może być **frustrujące i powodować poważne napięcia polityczne**. Ponadto daje zły przykład innym, biedniejszym państwom, które widząc, że **światowy lider energetyki odnawialnej nie bardzo radzi sobie z podjętymi zobowiązaniami w zakresie polityki klimatycznej, ponosząc przy tym gigantyczne koszty**.”*

Tak wyszły Niemcy na „Zielonym Ładzie”. Prawie jak Cyprian Franciszek Zabłocki na mydle.

20. Elektrownie jądrowe

20.1. Wstęp

Zasadniczy problem istnienia niebezpieczeństwa w elektrowni jądrowej sprowadza się tylko do dwóch problemów co możemy zapisać w dwóch punktach:

- - braku możliwości zadowalającego rozwiązania problemu odprowadzania ciepła z prętów paliwowych a dokładniej „pastylek" ze wzbogaconym do 3 – 7% uranem U_{235} zamkniętych w szczelnych cyrkonowych prętach paliwowych rdzenia, przy olbrzymiej koncentracji mocy jednostkowej w reaktorze (4 600 MW mocy cieplnej przy wymiarach rdzenia reaktora o mocy elektrycznej 1000 MW **ok. 4,8 m wysokości i 3,8 m średnicy**);
- - niemożności pracy elektrowni jądrowej bez zewnętrznego zasilania z tzw. sieci systemowej, bez którego elektrownia jądrowa nie ma szans wyjścia z prostego stany awaryjnego jakim jest nagłe wyłączenie jej generatora elektrycznego będącego od obciążeniem (na takich próbach „poległ" reaktor w Czarnobylu).

Pierwszy Problem – (~99 % całości wszystkich problemów) odprowadzania w ciągły i bezpieczny sposób wielkich ilości ciepła z małej powierzchni/objętości materiału rozszczepialnego z tzw. pastylek uranowych, zamkniętych w koszulkach cyrkonowych, czyli z tzw. prętów paliwowych jest – **jak pokazało kilkadziesiąt lat pracy najtęższych umysłów na globie** – **nierozwiązywalny**, co tragicznie potwierdziła straszna katastrofa w EJ Fukushima Dai-ichi.
Na przeszkodzie stoją: stałe fizyczne, stałe materiałowe, współczynniki wymiany ciepła etc. w tej zbyt wielkiej koncentracji wydzielanej mocy, nad którą w dodatku nie ma pewnej kontroli.

„Uzyskany UO2 w postaci proszku służy do wytwarzania pastylek paliwowych. Najczęściej stosowana metoda polega na prasowaniu pod ciśnieniem i spiekaniu UO2 w temperaturze około 2000 K w atmosferze gazów obojętnych. ***Następnie szlifuje się tak uzyskane ceramiczne pastylki do odpowiedniej średnicy z dokładnością do 0,002 mm aby uzyskać dobre przyleganie do koszulek bardzo ważne z punktu wymiany ciepła****. Wykonywane pastylki paliwowe mają średnicę około 10 mm i długość około 1,5÷2 wielkości średnicy. (Rys. 2.18).*
Pastylkami tymi wypełnia się rurki ze stopu cyrkonowego bądź stali nierdzewnej, które tworzą elementy paliwowe. Na końcach jak widać na rysunku są sprężyny dla kompensacji rozszerzalności cieplnej. Przestrzeń wewnętrzna jest szczelna i wypełniona zazwyczaj helem. (Rys. 2.19).



Rys. 19.5.A. Widok Element paliwowy reaktora wodnego [AREVA]. *Pojedynczy pręt paliwowy (długość ok. 3 m, średnica ok. 10 mm) to cienkościenna rurka (zwana "koszulką" pręta paliwowego) wykonana z materiału słabo pochłaniającego neutrony (zwykle stopy cyrkonu), wypełniona pastylkami paliwowymi i szczelnie zaspawana. Chroni ona przed przedostaniem się produktów rozszczepienia z paliwa do wody. Pastylki paliwowe, długości ok. 15 mm i średnicy 7-8 mm, otrzymuje się przez prasowanie proszku UO_2, przy czym uran jest wzbogacony do 2-4 %."*

O problemie odprowadzania ciepła z prętów paliwowych usłyszałem po raz pierwszy na wykładzie z termokinetyki od prof. dr hab. inż. Mieczysława Heringa (wtedy jeszcze docenta na Wydz. Elektrycznym Politechniki Warszawskiej) w A.D. 1980. Opowiedział nam na wykładzie – jako przerywnik/uwaga do aktualnej treści wykładu – o swoich pracach, które w tym czasie prowadził, a które polegały na zamodelowaniu chłodzenia reaktora jądrowego a dokładniej - wymiany cieplnej między paliwem umieszczonym w prętach paliwowych a otoczeniem/chłodziwem w reaktorze.
Stwierdził, że w tym jego zespole nie mogą przeprowadzić obliczeń polegających na rozwiązaniu dużego układu równań w symulacji komputerowej, ponieważ czas potrzebny do rozwiązania przez ówczesny komputer Odra jest często dłuższy od czasu bezawaryjnej pracy tego komputera. Anegdota ta dobrze oddaje powagę problemu odprowadzania ciepła z prętów paliwowych i skalę trudności rozwiązania takiego zadania. Ten problem to 99,99 % wszystkich problemów związanych z elektrownią atomową i prowadzi przy każdej katastrofie do stopienia rdzenia reaktora i niezliczonej ilości nieszczęść.

Drugi Problem (~1 % całości wszystkich problemów) z zewnętrznym zasilaniem elektrowni jądrowej próbuje się rozwiązać, ale efekty są niezadowalające.
„Każda elektrownia jądrowa musi być wyposażona w układy zasilania awaryjnego, najczęściej bazujące na agregatach prądotwórczych napędzanych spalinowymi silnikami wysokoprężnymi (Diesla), (EDG – ang. Emergency Diesel Generator). Wiele spośród wczesnych reaktorów jądrowych wymaga włączenia zasilania awaryjnego dla układu ECCS w ciągu ***zaledwie 15 do 30 sekund****."*
Co oznacza, że przy braku zewnętrznego zasilania jak w EJ Fukushima Dai-ichi, wystarczą dwa nieudane starty generatora Diesla, aby doprowadzić do katastrofy w elektrowni. A z takimi nieudanymi startami dużego generatora się spotkałem w 2006 roku.

Ponoć rozwiązano ten problem w ten sposób, że w przypadku reaktorów III generacji jak Westinghouse AP1000 (moc termiczna w rdzeniu 3400 MW) oraz General Electric / Hitachi ESBWR, zaopatrzonych w układy bezpieczeństwa pasywnego, blok jądrowy osiąga bezpiecznie stan wyłączenia także przy braku zasilania z zewnątrz.
Jednak w technice jest tak, że bez wykonania 10 – 20 testów można mówić tylko „ponoć".
Dlaczego? A choćby dlatego, że bezpieczeństwo pasywne powiązane jest ściśle ze zbiornikiem „bez skazy":
*„****Wykonanie zbiornika dla dużego reaktora i wysokich ciśnień roboczych jest bardzo trudnym technologicznie zadaniem*** *(przy mocy elektrycznej elektrowni 1000 MW* ***zbiornik ma wysokość ok. 12 m, średnicę wewnętrzną ok. 4m, a grubość ścianek dochodzi do 20 cm****). Jedynie nieliczne kraje, z najwyżej rozwiniętym przemysłem urządzeń energetycznych, są w stanie wykonywać zbiorniki reaktorów ciśnieniowych*** *. Zbiornik reaktora wraz z rurociągami obiegu pierwotnego jest*

najbardziej odpowiedzialnym elementem reaktora i musi spełniać bardzo ostre wymagania. ***Pęknięcie zbiornika prowadziłoby do utraty chłodziwa i ciężkiej awarii.*** *W celu zmniejszenia groźby pęknięcia zbiornika eliminuje się wszystkie słabe punkty, np. rezygnuje się z wykonywania zbiornika z płyt giętych spawanych wzdłużnie. Obecnie powszechnie* ***stosowaną technologią jest odkuwanie pierścieni i łączenie ich spawami obwodowymi****. Postęp ten dokonał się dzięki opanowaniu technologii wykonywania i obróbki ogromnych odlewów, których masa po odlaniu osiąga 500 t, a po odkuciu i obróbce wynosi ok. 200 t.*" źródło: http://www.if.pw.edu.pl/~liwinski/mitj/typy/pwr/pwr2.html

Jeszcze kilka słów na temat przyczyny **awarii i katastrofy EJ Fukushima Dai-ichi, która to elektrownia, miała wszak najnowocześniejsze na świecie, amerykańsko-japońskie zabezpieczenia**.
Awaria/katastrofa EJ Fukushima Dai-ichi **miała kilka przyczyn, tak bezpośrednich jak też pośrednich**.

Bezpośrednią przyczyną było oczywiście katastrofalne trzęsienie ziemi o magnitudzie IX stopni w skali Richtera (jedno z najsilniejszych w historii Japonii), jakie wystąpiło **11 marca 2011 roku, o godzinie 14:46 czasu lokalnego, pod dnem Oceanu Spokojnego, w odległości ok. 130 km na wschód od wyspy** Honsiu, a dokładniej to jedo skutki czyli przede wszystkim olbrzymia fala tsunami wywołana przez to trzęsienie.

Przebieg samej „awarii" i późniejszej katastrofy EJ Fukushima Dai-ichi był jednak zupełnie inny i miał inny przebieg niż - jak to podają tzw. „media" czyli dziennikarze po akademiach pierwszomajowych i wyższych szkołach gotowania na gazie – **„fala tsunami"**.
Dramat miał dwie odsłony:

AWARIA:
„W wyniku niezwykle silnego wstrząsu sejsmicznego, w dniu 11.03.2011 r. ***o godz. 14:46*** *czasu lokalnego, reaktory bloków 1-3 EJ Fukushima Dai-ichi* ***pracujących wówczas na pełnej mocy zostały automatycznie wyłączone*** *(przez systemy zabezpieczeń).*
Jednocześnie zostały uszkodzone wszystkie 4 linie elektroenergetyczne łączące tę elektrownię z zewnętrzną siecią elektroenergetyczną, co oznaczało utratę zasilania elektrycznego prądem przemiennym ze źródeł zewnętrznych*.*
Na wszystkich blokach automatycznie uruchomiły się jednak awaryjne agregaty prądotwórcze zasilane silnikami Diesla, zapewniając zasilanie systemów bezpieczeństwa i odprowadzanie ciepła powyłączeniowego ze wszystkich reaktorów oraz chłodzenie basenów wypalonego paliwa. Pomimo ekstremalnie wysokiej amplitudy i przyśpieszeń wstrząsów sejsmicznych, nie wykryto poważniejszych uszkodzeń spowodowanych przez trzęsienie ziemi i sytuacja była wówczas jeszcze pod pełną kontrolą."

KATASTROFA (nastąpiła po 55 minutach od trzęsienia ziemi):
„Jednakże ***o godz. 15:41*** *czasu lokalnego fala tsunami, o wysokości szacowanej na 14-15 m (Rys. 4.51), uderzyła w EJ Fukushima Dai-ichi, przelała się przez o wiele za niski falochron (obliczony na falę o max wysokości 5,7 m) zalewając teren elektrowni na głębokość 4-5 m, jednocześnie niszcząc szereg układów i urządzeń istotnych dla bezpieczeństwa, w tym systemów bezpieczeństwa.*
Z pięciu elektrowni jądrowych znajdujących się w rejonie trzęsienia ziemi (Rys. 4.52) w czterech udało się reaktory wychłodzić i opanować sytuację bez szkód.
Natomiast elektrowni Fukushima Dai-ichi z trzema pracującymi pełną mocą blokami 1, 2 i 3 oraz blokiem 4, w którym przeprowadzano prace konserwacyjne nie udało się uratować. W trakcie remontu były także bloki 5 i 6 tej elektrowni – położone opodal, na których sytuację udało się jednak opanować.)."

„Jednak równie ważne jak przyczyny bezpośrednie – a być może nawet ważniejsze – były przyczyny pośrednie tej awarii, którymi są błędy i zaniechania ludzi i instytucji odpowiedzialnych za zapewnienie bezpieczeństwa elektrowni jądrowych.

- *Źle wybrano lokalizację tej elektrowni – nie tylko w rejonie dużych zagrożeń sejsmicznych ale przede wszystkim zagrożeń tsunami, a co gorsza – błędnie oszacowano maksymalną projektową wysokość fali tsunami: na 5,7 m143, podczas gdy w rzeczywistości po trzęsieniu ziemi 11.03.2011 r. fala tsunami w rejonie osiągnęła 14-15 m.*
- *Nie wprowadzono niezbędnych ulepszeń i środków bezpieczeństwa, a w szczególności:*
  - zabezpieczeń przeciwpowodziowych chroniących przed zalaniem – w tym w szczególności przez falę tsunami – teren elektrowni, jak również (dodatkowo) określone obiekty mające żywotne znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa;
  - dodatkowych (wtórnych) systemów bezpieczeństwa umieszczonych w budynkach (typu bunkrowego) zabezpieczonych przed zalaniem (szczelnych lub umieszczonych wystarczająco wysoko)144, które zapewniałyby bezpieczeństwo elektrowni nawet w razie wystąpienia skrajnych zagrożeń naturalnych;
  - pasywnych systemów i urządzeń – zwłaszcza mieszania atmosfery obudowy bezpieczeństwa i rekombinacji wodoru;
  - nie zmodernizowano odpowiednio układów upuszczania gazów z obudowy bezpieczeństwa tak, by możliwe było ich bezproblemowe użycie w warunkach ciężkiej awarii, przy braku zasilania w energię elektryczną i sprężone powietrze."

źródło: https://download.scholaris.pl/main-file/107/311/podstawy_energetyki_jadrowej_67730.pdf



Rys. 19.5.A. Widok na EJ Fukushima Dai-ichi **po „awarii”**. *„Stan budynków reaktorów 1-4 po wybuchach wodoru. W wyniku reakcji wodoru z tlenem zawartym w powietrzu, doszło w końcu do serii konwencjonalnych detonacji w budynkach reaktorów: 1. bloku: 12.03. o godz. 15:36 (Rys. 4.57); 3. bloku: 14.03. o godz. 11:01 – tj. 43 godz. później (Rys. 4.57); 2. bloku: 15.03. o godz. 6:00 – tj. 19 godz. później – tu wybuch nastąpił w toroidalnym zbiorniku kondensatora wodnego u dołu pierwotnej budowy bezpieczeństwa, najprawdopodobniej powodując rozszelnienie tej obudowy; 4. bloku: w tym samym czasie co 2. bloku.*
Rdzeń 1. reaktora ***uległ całkowitemu stopieniu****, a stopiony materiał rdzenia* ***przepalił dennicę zbiornika reaktora*** *i spłynął na beton na dnie pierwotnej obudowy bezpieczeństwa (Primary Containment Vessel - PCV) wtapiając się weń na głębokość ok. 65 cm, obudowa pozostała jednak nienaruszona. Z kolei w reaktorach 2. i 3. paliwo zostało mocno uszkodzone lecz* ***tylko niewielka jego część została stopiona i wypłynęła przez uszkodzenia w zbiorniku na beton w pierwotnej obudowie bezpieczeństwa*** *– oceniono, że penetracja betonu nie przekracza: 12 cm – w przypadku reaktora 2, a 20 cm – w przypadku reaktora 3. Reakcje stopionego rdzenia z betonem ustały, zaś paliwo i obudowa bezpieczeństwa są wystarczająco chłodzone.* ***Sytuację w elektrowni ustabilizowano na początku kwietnia 2012 r., kiedy to udało się odremontować linie zasilające wysokiego napięcia****. Do końca maja przeprowadzono szereg akcji prewencyjnych (np. wypełnianie azotem obudów bezpieczeństwa w celu wyparcia ew. powstającego wodoru), zalanie reaktorów 1-3 wodą, konstrukcja dodatkowych osłon, itd.).”*

Oczywiście w świetle powyższego armagedonu z EJ Fukushima Dai-ichi, znajdą się tacy, co napiszą na pocieszenie serc głupotę jak niżej:

„Awaria taka jak w EJ Dai-chi ***nie będzie mogła zdarzyć się w Polsce – ze względu na niewystępowawanie zagrożeń sejsmicznych o skali porównywalnej z Japonią*** *(w tym zwłaszcza tsunami),* ***oraz odporność rozwiązań projektowych nowoczesnych elektrowni jądrowych z reaktorami generacji III i III+*** *(a tylko takie mogą być budowane w Polsce – zważywszy na najwyższe standardy bezpieczeństwa jądrowego wymagane w polskich przepisach)* ***na wszelkie zagrożenia zewnętrzne****.”*

Jako przestrogę pod budowę elektrowni jądrowej w Polsce można zasygnalizować problem którego do tej pory nie brano pod uwagę. Jest to niewiarygodne, ale prawdziwe i możliwe. Jest to trzęsienie ziemi.

„Po trzęsieniu ziemi w Kaliningradzie w 2004 bezpieczeństwo sejsmiczne Polski północnej zostało zakwestionowane. 21 września 2004 roku, około godziny 11:05 czasu miejscowego wystąpiły silne wstrząsy sejsmiczne na północy Polski. Ich magnitudę oceniono później na 5,0. Trzy godziny później seria wstrząsów powtórzyła się, tym razem ich magnituda wynosiła 5,3 stopnia. 21 września 2004 roku obwód kaliningradzki nawiedziły dwa trzęsienia ziemi. Pierwsze z nich o magnitudzie 4,4 wystąpiło o godzinie 13.05 czasu polskiego, z kolei drugie, silniejsze, o magnitudzie 5,2 około godziny 15.32. Wstrząsy odczuwalne były nie tylko w Kaliningradzie, ale także w pasie od Trójmiasta przez Elbląg i Olsztyn po Mikołajki, Giżycko i Suwałki.”

To tyle, tytułem wstępu, na temat cudu jakim jest elektrownia atomowa. Oby to nie był jakiś Żarnobyl ten nowy rządowy program atomowy, bo na nic się zdadzą zaklęcia, w **opublikowanej dnia 16 października 2020 r. w MONITORZE POLSKIM**, DZIENNIK URZĘDOWY RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ Poz. 946, UCHWALE RADY MINISTRÓW NR 141 z dnia 2 października 2020 r. w sprawie aktualizacji programu wieloletniego pod nazwą „**Program polskiej energetyki jądrowej**”, gdzie to rządzący uchylają nam tajemnicy, w jakim celu i z jakiego ważnego powodu, planują zniszczenie polskiej energetyki węglowej „do gołej ziemi” w zamian zapewniając nam „bezpieczeństwo jądrowe”.

Z tego Programu cyt. poniżej kilka fragmentów, które dokładnie potwierdzają postawiony na wstępie zasadniczy problem istnienia niebezpieczeństwa w elektrowni jądrowej sprowadzający się tylko do tych dwóch wskazanych problemów w dwóch punktach.

Cała reszta co piszą i mówią na temat bezpieczeństwa elektrowni atomowej to są tylko konsekwencje wynikające z tych dwóch problemów:

- - braku możliwości zadowalającego rozwiązania problemu odprowadzania ciepła z prętów paliwowych przy olbrzymiej koncentracji mocy jednostkowej w reaktorze (4 600 MW mocy cieplnej przy wymiarach rdzenia reaktora o mocy elektrycznej 1000 MW **ok. 4,8 m wysokości i 3,8 m średnicy**);
- - niemożności pracy elektrowni jądrowej bez zewnętrznego zasilania z tzw. sieci systemowej.

Niżej cytaty z programu wieloletniego Ministra Klimatu pod nazwą „**Program polskiej energetyki jądrowej**":

*„Przewiduje się zastosowanie jedynie dużych i sprawdzonych reaktorów typu wodnego ciśnieniowego, o mocy jednostkowej powyżej 1 000 MWe, m.in. z uwagi na bogate doświadczenie eksploatacyjne oraz **znakomitą charakterystykę bezpieczeństwa**.*

*Na wszystkich etapach realizacji Programu PEJ **priorytetem jest bezpieczeństwo jądrowe**.*

***Wysoki stopień bezpieczeństwa** użytkowania EJ **zapewniają wypracowane przez lata procedury bezpieczeństwa** oraz ilość systemów technicznych **zapewniających takie bezpieczeństwo**. Dzięki temu energetyka jądrowa ma najniższy spośród wszystkich technologii wytwarzania energii elektrycznej wskaźnik wypadkowości i śmiertelności w całym cyklu życiowym wliczając w to wytwarzanie paliwa jądrowego12.*

*Budowane obecnie duże reaktory lekko-wodne **charakteryzuję się wysokimi parametrami bezpieczeństwa** uwzględniającymi doświadczenia z awarii w Three Mile Island (1979) oraz Czarnobylu (1986) i Fukushimie (2011). **Zapewniają one bezpieczeństwo** w razie wystąpienia różnorodnych zdarzeń wewnętrznych, niesprawności lub uszkodzeń systemów lub urządzeń, błędów personelu oraz skrajnych zdarzeń lub zagrożeń zewnętrznych. W szczególności **są one wyposażone w obudowy bezpieczeństwa** odporne na warunki awaryjne, oraz skrajne zagrożenia powodowane przez człowieka, takie jak uderzenie dużego samolotu pasażerskiego lub wybuchy, jak również na różne skrajne zagrożenia naturalne. W efekcie znaczące skutki radiacyjne nawet (bardzo mało-prawdopodobnych) ciężkich awarii ze stopieniem rdzenia reaktora byłyby ograniczone do bliskiego otoczenia elektrowni, a ponadto ograniczone w czasie. Nowoczesne reaktory **posiadają pasywne jak i aktywne systemy bezpieczeństwa**, które w razie awarii zapewniają chłodzenie rdzenia reaktora lub w razie ciężkiej awarii schładzanie stopionego rdzenia i **obudowy bezpieczeństwa**, nawet w przypadku braku zasilania energią elektryczną (wykorzystują one powszechne i niezawodne prawa fizyki, np. grawitację lub różnicę ciśnień).*

*Zapewnienie wysoko wykształconej i dobrze wyszkolonej kadry **zdolnej aktywnie współtworzyć unikalne kulturę bezpieczeństwa** jest jednym z najważniejszych zadań podczas przygotowań do budowy i eksploatacji elektrowni jądrowej.*

*Do rozpoczęcia budowy EJ należy także zapewnić: zaplecze medyczne i ratunkowe, transport publiczny, rozbudowę krajowego systemu wykrywania skażeń promieniotwórczych, **rozbudowę narodowej infrastruktury bezpieczeństwa**, w tym łączności alarmowej i zarządzania kryzysowego.*

*Programu PEJ, podstawowym zadaniem Prezesa PAA będzie sprawowanie nadzoru oraz **egzekwowanie przestrzegania wymagań i norm bezpieczeństwa** dla elektrowni jądrowych oraz innych obiektów jądrowych.*

*Jego zadaniem będzie sprawdzenie i **potwierdzenie wypełnienia przez inwestora wymagań bezpieczeństwa jądrowego** i ochrony radiologicznej. W tym celu Prezes PAA **dokona oceny przedłożonej dokumentacji i wykona niezbędne analizy bezpieczeństwa**. Prezes PAA i inspektorzy dozoru jądrowego będą również prowadzić kontrole obiektu jądrowego w trakcie jego budowy, rozruchu i eksploatacji.*

*Dla efektywnego wykonywania powierzonych zadań Prezes PAA musi posiadać odpowiednie uprawnienia zagwarantowane prawnie, niezależność **w podejmowaniu decyzji dotyczących bezpieczeństwa jądrowego**, adekwatne zasoby finansowe i organizacyjne oraz kompetentny personel ekspercki wspomagającego go urzędu (PAA).*

*PAA będzie **odpowiedzialna za ocenę spełnienia wymagań bezpieczeństwa** oraz wydawanie stosownych zezwoleń i opinii.*

*Ekspertyzy, badania i analizy wykonane przez **organizacje eksperckie będą wykorzystywane przez PAA przy ocenie bezpieczeństwa elektrowni jądrowej**, na wszystkich etapach procesu inwestycyjnego.*

*W celu właściwej realizacji zadań na potrzeby Programu PEJ, PAA dokona zakupu odpowiedniego sprzętu i oprogramowania, przeznaczonych **do wykonywania analiz bezpieczeństwa** oraz oceny dokumentacji złożonej przez inwestora.*

*Wraz z pozyskaniem nowego personelu oraz zakupem wyposażenia potrzeby lokalowe PAA ulegną podwojeniu i niezbędne będzie zapewnienie własnej siedziby, której PAA obecnie nie posiada. **Siedziba będzie musiała spełnić wymogi zapewnienia bezpieczeństwa informacyjnego**, całodobowej służby awaryjnej, a także inne niezbędne warunki **związane z realizacją zadań na rzecz bezpieczeństwa jądrowego** i ochrony radiologicznej kraju.*

W związku z powyższym główne zadania informacyjne edukacyjne państwa będą polegać na:

*- zwiększeniu świadomości obywateli w zakresie energii i energetyki jądrowej ze wskazaniem na całościowe spektrum zagadnień z nią związanych, **przekazywaniu wiedzy na temat zasad eksploatacji i bezpieczeństwa elektrowni** i innych obiektów jądrowych, **zasad i bezpieczeństwa w postępowaniu z odpadami promieniotwórczymi**.*
*- reagowaniu na potrzeby społeczne w zakresie dostępu do informacji, **w szczególności o bezpieczeństwie eksploatowanych obiektów, realizacji programu jądrowego w Polsce**, w odpowiadaniu na zapytania obywateli oraz informowaniu o możliwościach weryfikowania informacji na temat bieżącej sytuacji radiacyjnej w Polsce i na świecie.*

*W ramach realizacji Programu PEJ najważniejsze role komunikacyjne pełnią: minister właściwy do spraw energii wraz z obsługującym go urzędem (art. 108a pkt 3 ustawy-Prawo atomowe) **oraz w zakresie informowania o kwestiach bezpieczeństwa jądrowego** i ochrony ra diologicznej PAA.*

*Ważne jest, aby oprócz stosowania najlepszych praktyk i technologii **zapewniających bezpieczeństwo elektrowni jądrowej**, zrealizować zamierzone cele, tj. dostarczać energii taniej i „czystej ekologicznie", dbając o stan środowiska poprawiając jakość życia mieszkańców kraju.”*

Użyto 26x słowa „bezpieczeństwo”! ale z tego nic nie wynika!

Nawet etatowy pracownik NKWD z Ministerstwa Bezpieczeństwa Publicznego Józef Różański (także Jacek Różański, pierwotnie Józef Goldberg, syn działacza syjonistycznego i redaktora Abrahama Goldberga) który z rozkazu Józefa Stalina tresował nasz mniej wartościowy naród tubylczy do komunizmu nie używał tak często słowa „bezpieczeństwo”.

Powtórzę po raz trzeci – nie ma żadnego bezpieczeństwa a jest tylko jest chroniczne niebezpieczeństwo, bo:

- - braku możliwości zadowalającego rozwiązania problemu odprowadzania ciepła z prętów paliwowych przy olbrzymiej koncentracji mocy jednostkowej w reaktorze (4 600 MW mocy cieplnej przy wymiarach rdzenia reaktora o mocy elektrycznej 1000 MW **ok. 4,8 m wysokości i 3,8 m średnicy**);
- - niemożności pracy elektrowni jądrowej bez zewnętrznego zasilania np z tzw. sieci systemowej.

I nie pomogą przy tej gigantycznej mocy jednostkowej żadne, ale to żadne zaklęcia i zapewnienia nawet ministra Klimatu. Zakłócenie quasi-stabilnej równowagi cieplnej reaktora może się skończyć jego katastrofą.

Na ogólną liczbę pracujących reaktorów energetycznych na koniec 2012 r. równą 434 aż 6 uległo zniszczeniu: 1 w Three Mile Island w Pensylwanii, USA, 1 w Czarnobylu w ZSSR, 1-4 w EJ Fukushima Dai-ichi w Japonii, **co stanowi 1,38 % z ogólnej liczby zainstalowanych**.

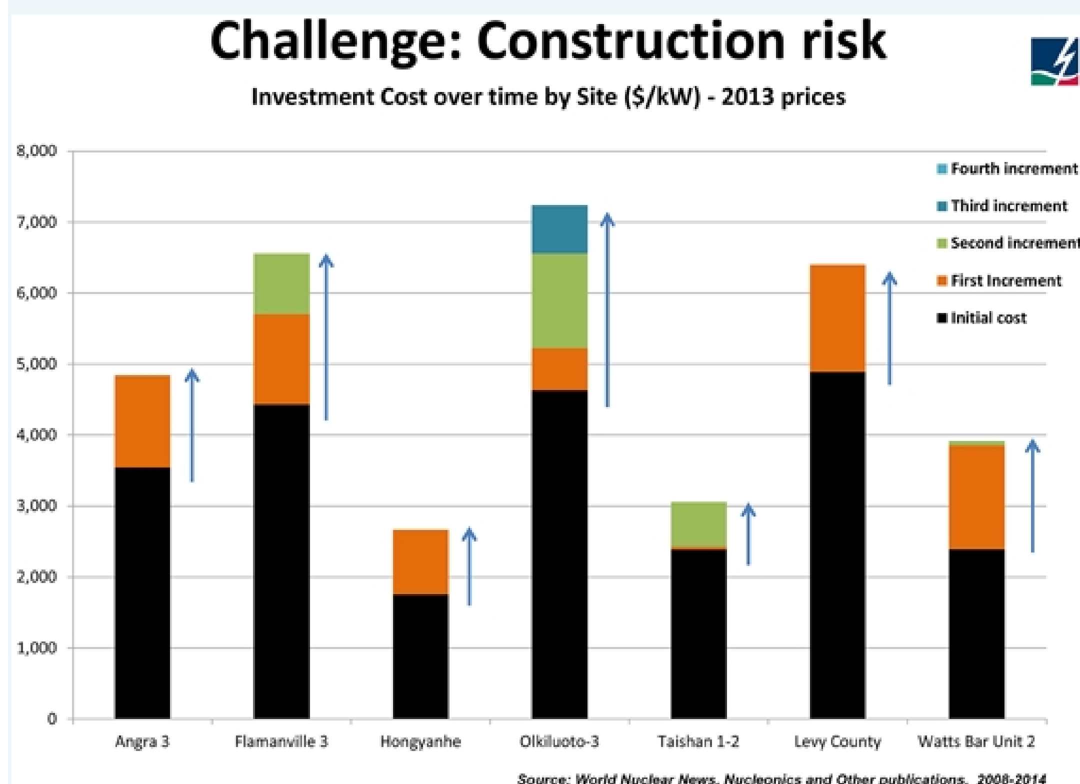
Mówiąc obrazowo to tak jakby co 72 samochód ulegaływybuchowi w czasie jazdy.
Takie to bezpieczne.

Wracając od „zasadniczych problemów” EJ, przejdźmy do cen energii z OZE i atomu, co wspomniałem już o tym w **Zabobon 22. -** a teraz nieco rozwinę - mimo, że w Polsce nie ma żadnej elektrowni atomowej.
Są jednak sączone, na ten temat, brednie dziennikarzyn, którzy albo są zadaniowani, albo nie mają o tym żadnego pojęcia. Może być też, że jedno i drugie. Po prostu sączą tę nieprawdę i tyle (choć prawda nie jest tak znowu mocno ukryta).

Po pierwsze, to jak już wspomniałem w Zabobon 22., jak ta propaganda zielonoładowców zawładnęła umysłami ludzi, nawet z branży energetyki, o czym świadczy wypowiedź – zdawałoby się fachowca – Jakuba Wiecha, zastępcy redaktora naczelnego portalu energetyk24.com, który w wywiadzie powiedział: „***Inwestujemy bardzo duże moce w OZE, uciekamy od budowy dłuższej, kosztowniejszej mocy konwencjonalnych typu energetyka jądrowa***.” - tu źródło, czas 14:00: https://www.youtube.com/watch?v=w5s_icYhtVU

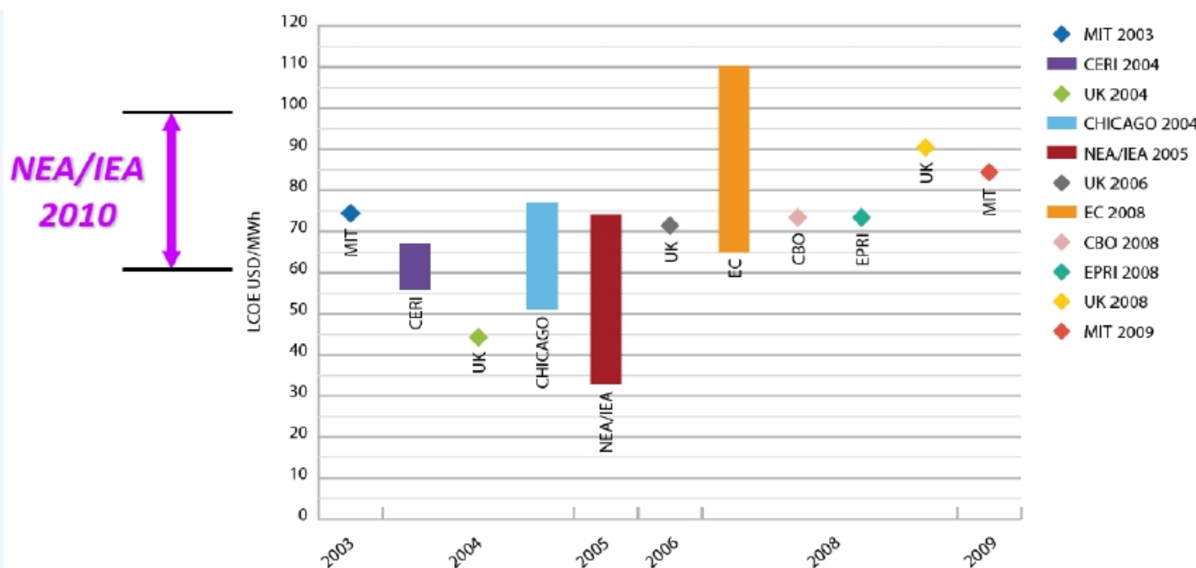
Jest to nieprawda. Jak jest droższa EJ (energia jądrowa) od PV (fotowoltaika), to pokażę na prostych przykładach zaczerpniętych z miarodajnych źródeł i redaktor Jakub Wiech sam zobaczy jak się myli. Ceny energii fotowoltaicznej w wysokości 630 zł/MWh – patrz **Rys. 18.12.** Koszty wytwarzania energii zdyskontowane na rok 2013, z uwzględnieniem kosztów opłat za emisję CO_2 w wysokości 160 z//t CO^2 autorstwa prof. A. Zaporowskiego – są nie do przebicia nawet przez elektrownie jądrowe.
Z tego zestawienia prof. A. Zaporowskiego koszty mają się tak:
węglowe – 200 zł/MWh, jądrowe 360 zł/MWh i fotowoltaiczne 630 zł/MWh

Z elektrowniami jądrowymi **jest jeszcze ten problem**, że każda z nich kosztuje inaczej. **Nie ma tej powtarzalności w ich budowie , jak w elektrowniach węglowych, gdzie koszty inwestycyjne kształtują się z dokładnością +/- 5 %.**
Każda z EJ, to niepowtarzalna inwestycja, o czym świadczą przedłużające się czasy budowy, nieraz o 100 %.



Rys. 20.1. Tu obrazowo pokazano ten właśnie problem, że każda z nich kosztuje inaczej i jak wzrastały jednostkowe koszty. Kolor czarny – koszt początkowy. EJ może kosztować od 2,7 $/W do 7,2 $/W.
Źródło: https://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx

Przejdźmy do zobrazowania tego chaotycznego zagadnienia. Na początek na **Rys. 20.2.** zestawienie jednostkowych kosztów wytwarzania w $/MWh, gdzie należy przyjąć po cenie kursowej NBP koszt 1 $ = 3,9422 zł /1$ a więc 100 $ = 394,22 zł.



Rys. 4. Jednostkowe koszty wytwarzania w elektrowniach jądrowych wg różnych analiz [1]

Rys. 20.2. Jednostkowe koszty wytwarzania w elektrowniach jądrowych wg różnych analiz (wg Cameron R.: Projected Costs of Electricity Generation. OECD/NEA 2010) zaczerpnięto z METODYKA OCENY KOSZTÓW WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ, („Rynek Energii" – kwiecień 2012), autor Józef Paska, prof. dr hab. inż., kierownik Zakładu Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej, Politechnika Warszawska, Wydział Elektryczny

Skąd taka rozbieżność w kosztach jednostkowych? Częściowa odpowiedź jest tu:

„The IEA-NEA Nuclear Energy Roadmap 2015 estimated China's average overnight costs of approximately $3,500/kW were more than a third less than that in the EU of $5,500/kW. Costs in the USA were about 10% lower than the EU, but still 30% higher than in China and India, and 25% above South Korea. In its main scenario, 2050 assumptions for overnight costs of nuclear in the USA and EU were estimated to decline somewhat, reaching levels closer to those in South Korea, while costs in Asia were assumed to remain flat.In China it is estimated that building two identical 1000 MWe reactors on a site can result in a 15% reduction in the cost per kW compared with that of a single reactor." – źródło: https://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx

co nieporadnie na polski się wykłada:
"IEA-NEA z 2015 r. oszacowano, że średnie nakłady inwestycyjne w Chinach wynoszące około 3500 USD / kW były o ponad jedną trzecią niższe niż w UE wynoszące 5500 USD / kW. Koszty w USA były o około 10% niższe niż w UE, ale nadal o 30% wyższe niż w Chinach i Indiach oraz o 25% powyżej Korei Południowej. W swoim głównym scenariuszu szacuje się, że założenia do 2050 r. Dotyczące nocnych kosztów energii jądrowej w USA i UE nieco spadną, osiągając poziomy bliższe tym w Korei Południowej, podczas gdy w Azji zakładano utrzymanie kosztów w Azji. identyczne reaktory o mocy 1000 MWe na miejscu mogą skutkować 15% redukcją kosztu na kW w porównaniu z kosztem pojedynczego reaktora."

Co do elektrowni atomowych, o których nie pisałem z prostego powodu - **braku takowych w Polsce i na razie zupełnie zbędnych** - to w celu zasygnalizowania tych krętactw i braku jakiejkolwiek spójności zacytuję na początek Józefa Sobolewskiego, dyrektora departamentu energii jądrowej w Ministerstwie Energii (ME):

„Nasze założenie jest takie, że koszt budowy pierwszego bloku w przeliczeniu na 1 MW to będzie ok. 15 mln zł, czyli 15 mld zł za 1000 MW – jeśli założymy znormalizowany blok 1000 MW. W związku z tym, następny blok zgodnie ze standardami brytyjskimi będzie 20% tańszy. Następny – jeśli będzie w tej samej lokalizacji i tej samej technologii – o kolejne 20% tańszy. Oznacza to, że nasza pierwsza elektrownia w zależności od tego, czy będzie to 3000 MW czy 4500 MW będzie kosztowała w granicach od 40 mld zł do 70 mld zł – powiedział Sobolewski dziennikarzom w kuluarach Europejskiego Kongresu Gospodarczego w Katowicach."
- tu źródło: https://wgospodarce.pl/informacje/49637-koszt-budowy-elektrowni-atomowej-to-40-70-mld-zl

i zapytam, co to za bałamutne kalkulacje/wyliczenia?

Przecież łatwo sprawdzić:
- 1-szy blok 1 000 MW kosztuje 15 mld. zł
- 2-gi blok 1 000 MW z upustem – 20 % kosztuje 12 mld zł
- 3-ci blok 1 000 MW z kolejnym upustem do drugiego – 20 % kosztuje 9,6 mld zł
razem więc 15 + 12 + 9,6 = **36, 4 mld zł a nie 40 mld zł.**

Do tego nawet jak dołożyć, wg jego słów, dwa kolejne bloki z upustem 2x po – 20 %, czyli 2x 9,6 mld zł w wyniku czego za 5 000 MW (a nie 4 500 MW) elektrownię jądrową, trzeba zapłacić 36,4 mld zł + 2x 9,6 mld zł = **55,8 mld zł a nie 70 mld zł!**

Za 4 500 MW elektrownię byłoby to 51 mld zł a nie 70 mld zł.

Proste? Proste. Matematyka na poziomie I klasy szkoły podstawowej. Tyle są warte te wszystkie propagandowe informacje. Nic. Null.

Korzystają z obliczeń dla Elektrowni Jądrowej „Sanmen” w Chinach, dodając do jej dwóch wybudowanych, kolejne dwa w tej samej cenie - patrz następna strona - mamy:

1 170 MW x 4 = **4 680 MW** – cztery reaktory AP1000 firmy Westinghouse
28 mld zł x 2 = **56 mld zł** – wg chińskich kosztów
czyli dokładnie tyle jak w prawidłowo policzonej wycenie wg zacytowanej informacji Józefa Sobolewskiego, dyrektora departamentu energii jądrowej w Ministerstwie Energii (ME) gdzie to za 5 000 MW EJ wyszło **55,8 mld zł a nie 70 mld zł.**

Wg cen chińskich, też wyszło tyle samo, czyli 56 mld zł a nie żadne 70 mld zł.
Należy jednak przyznać, że taka 14 mld różnica „skarakalona” (od afery śmigłowca H225M Caracal produkcji Airbus Helicopters) do kieszeni biorących w tym procederze udział, w przeciągu 8 – 10 letniej budowy elektrowni, robi wrażenie nawet na postronnych obserwatorach.

A jakie przy tym zamieszanie? Prawda?
I tym zamieszaniem się dalej zajmiemy penetrując choć trochę prawdę na temat cen i kosztów elektrowni jądrowych.

Jak jest więc prawda na temat kosztu elektrowni jądrowej? Nic prostszego. Wystarczy znaleźć w Internecie jakieś ostatnie realizacje takich inwestycji i je przedstawić. Pójdźmy więc tą najprostszą drogą.

20.2. Prawdziwe koszty inwestycyjne elektrowni atomowej z najnowocześniejszym w świecie reaktorem III generacji AP1000 firmy Westinghouse Electric

W artykule dr inż. Jacka Nowickiego, Sekretarza Generalnego Stowarzyszenia Elektryków Polskich, pt. „Blok jądrowy z reaktorem energetycznym AP1000 - Rozwiązania konstrukcyjne i perspektywy zastosowań", zamieszczonego na www.energetyka.eu w sierpniu 2020, czytamy na ten temat:

*„**Elektrownia Jądrowa Sanmen w Chinach***
Umowa na budowę dwóch pierwszych bloków tego obiektu została zawarta w lipcu 2007 r. Elektrownia Sanmen o mocy 2x 1 170 MW zlokalizowana jest ok. 300 km na południe od Szanghaju, przy ujściu Kanału Shefan (wskazanego jako źródło wody dla elektrowni) do Morza Wschodniochińskiego. Wykonawcą projektu była amerykańska firma kontraktingowa The Shaw Group (w 2012 r. przejęta przez Chicago Bridge and Iroń), która zajęła się przygotowaniem inżynieryjnym projektu, realizacją zakupów materiałów i urządzeń, uruchomieniem, a także zarządzaniem projektem i związanym z nim przepływem informacji.
*Według pierwszych oszacowań koszty budowy dwóch bloków EJ Sanmen wynieść miały 32,4 mld juanów. W 2013 r. kwota ta wzrosła do 40,1 mld juanów, a ostatecznie przekroczyła 50 mld juanów (**ok. 28 mld zł**)[1];. Pierwotne plany przewidywały, że bloki uruchomione zostaną odpowiednio w 2014 i 2015 r."*

Policzmy więc, ile kosztowała ta inwestycja **za jeden wat mocy zainstalowanej** w Elektrowni Jądrowej „Sanmen":
2x 1 170 MW = 2 340 MW
28 mld zł /2 340 MW = **11,97 zł/W**

Kosztował więc, dokładnie dwa razy więcej, niż ostatnimi laty budowane w Polsce nadkrytyczne bloki węglowe w Kozienicach, Bełchatowie i kilku innych lokalizacjach.

W artykule czytamy dalej:
„Pierwsze symboliczne „wbicie łopaty" pod budowę odbyło się 26 lutego 2008 r. Wykop pod pierwszy blok ukończono przed terminem, we wrześniu 2008 r. Budowa pierwszego bloku ruszyła 19 kwietnia 2009 r. wraz wylaniem 5200 metrów sześciennych betonu w fundamenty bloku 1. Betonowanie bloku 2 rozpoczęło się 15 grudnia 2009 r.
*Podobnie jak w przypadku innych zakupów reaktorów energetycznych u dostawców zagranicznych również i tym razem Chińczycy **wykorzystali projekt dla jak najdalej posuniętego transferu technologii, zarówno w zakresie przewidzianym umowami, jak i głębokiego wywiadu przemysłowego służącego wzmacnianiu własnego przemysłu**. Od początku przewidziano zlecenie wykonania części elementów przez dostawców z miejscowego rynku: np. obudowa bezpieczeństwa dla drugiego bloku EJ Sanmen została ukończona w czerwcu 2014 r. przez China First Heavy Industries.*
Podobnie jak w większości budowanych obecnie na świecie obiektów energetyki jądrowej pierwotnie zaplanowanych terminów oddania elektrowni do użytku nie udało się utrzymać. Ostatecznie jednak budowę pierwszego bloku zakończono w 2017 r. Próby „gorące" Sanmen 1 skończyły się jesienią tegoż roku, a do ładowania paliwa jądrowego przystąpiono 25 kwietnia 2018 r. Stan krytyczny reaktora uzyskano 21 czerwca 2018 r.,
[1] - Dla porównania koszta budowy konwencjonalnych bloków 5 i 6 Elektrowni Opole 2x 900 MW na węgiel kamienny to łącznie ok. 11,6 mld zł."

Przekazanie do eksploatacji Elektrowni Opole nastąpiło: bloku nr 5 - 2019-05-31 i blok nr 6 - 2019-09-30 a więc zbieżność z budową EJ Sanmen w Chinach jest nawet czasowa a co za tym idzie, porównanie jest właściwe ze względu na kursy walut.

Porównajmy przywołaną w tekście Elektrownię Opole budowaną mniej-więcej w tym samym czasie. Bloki energetyczne 5,6 o mocy po 900 MW każdy, co do kosztów jednego wata mocy zainstalowanej to mamy:
2x 900 MW = 1 800 MW
11,6 mld zł / 1 800 MW = **6,44 zł/W**
a więc tyle co na innych podobnych inwestycjach, że przypomnę:
- Kozienice = **5,95 zł/W** mocy zainstalowanej
- Bełchatów = **6,28 zł/W** mocy zainstalowanej
Prawda, że zadziwiająca zgodność?

W artykule czytamy dalej:
*„**Elektrownia Jądrowa im. Alvina W. Vogtle***
*Dwa pierwsze bloki EJ Vogtle powstały w latach siedemdziesiątych i osiemdziesiątych z wykorzystaniem reaktorów firmy Westinghouse II generacji. Obecnie budowane są dwa kolejne bloki wykorzystujące **reaktory jądrowe AP1000**. Jest to pierwsza od trzech dekad nowa inwestycja w energetyce jądrowej USA. Po uruchomieniu, co ma nastąpić wiatach 2021-2022 (pierwotnie planowane 2016-2017), będzie to największa elektrownia jądrowa w tym kraju. Bloki 1 i 2 zostały ukończone odpowiednio w 1987 i 1989 r. Każdy z nich ma moc elektryczną 1215 MW (razem 2430 MW). Główne systemy chłodzenia bloków 1 i 2 korzystają z dwóch chłodni kominowych, każda o wysokości 167 metrów.*
W roku 2009 amerykańska Nuclear Regulatory Commission przedłużyła licencję na użytkowanie bloków 1 i 2 Elektrowni Jądrowej Vogtle o dodatkowe 20 lat: do 16 stycznia 2047 r. dla bloku 1 oraz do 9 lutego 2049 r. dla bloku 2.
Łączny koszt budowy dwóch pierwszych bloków Elektrowni Jądrowej Yogtle zamknął się kwotą 8,87 miliarda dolarów (ok. 16 mld dolarów według cen z 2018 roku)."

po cenie kursowej NBP 3,9422 zł /1$. – 8,87 miliarda = 34 967 314 000 zł co daje 14,39 zł/W
po cenie kursowej NBP 3,9422 zł /1$. – 16 miliardów = 63 075 200 000 zł co daje **25,96 zł/W**
Czyli w **latach 1987 i 1989 koszt mocy zainstalowanej** jednego wata był równy: **25,96 zł/W**.

„Wstępne pozwolenie na budowę (ang. Eaiiy Sile Permrt) ***bloków 3 i 4 wykorzystujących reaktory AP1000*** *amerykański nadzór jądrowy (NRC) wydał w dniu 26 sierpnia 2009 r. Dnia 16 lutego 2010 roku prezydent Barack Obama ogłosił, ze federalne gwarancje pożyczkowe na pokrycie kosztów budowy nowych dwóch bloków wyniosą 8,33 miliarda dolarów. Budowa bloków 3 i 4 rozpoczęła się odpowiednio 12 marca i 19 listopada 2013 r. Na projekcie Vogtle cieniem położyły się problemy finansowe firmy Westinghouse, która w marcu 2017 r. wystąpiła w USA o ochronę upadłościową z powodu strat poniesionych na budowach elektrowni Vogtle i Summer. Administracja prezydenta Donalda Trumpa przyznała wówczas 8.3 mld dolarów gwarancji pożyczkowych na finansowanie kontynuacji dwóch bloków budowy EJ Vogtie. zaś w lipcu 2017 r. podjęto decyzję o zamknięciu budowy otoków 2 i 3 w EJ Summer.*
Uruchomienie nowych bloków EJ Vogtle obecnie planowane jest na maj 2021 r (blok 3) i maj 2022 r. (blok 4).

Łączne koszty budowy oceniane były w 2018 r. na 25 mld dolarów (92,5 mld zł). *W porównaniu z chińskimi referencjami bloków AP1000 - EJ Sanmen i EJ Haiyang. amerykańskie bloki EJ Vogtie* ***będą technicznie jeszcze lepiej wyposażone w systemy bezpieczeństwa****. Na przykład znacznie solidniejsza jest konstrukcja betonowych obudów bezpieczeństwa budynków reaktorów Zamknięte systemy chłodzenia skraplaczy obiegu wtórnego bloków 3 i 4 elektrowni wykorzystują dwie chłodnie kominowe o wysokości 180 m każda. W maju 2020 r. firma Georgia Power poinformowała, że budowa dwóch nowych bloków jest zaawansowana w 85%, a samego bloku 3 w 90 %. Po uruchomieniu bloków 3 i 4 EJ Vogtle o mocy elektrycznej* ***2x 1 117 MW*** *będzie największym obiektem energetyki jądrowej w Stanach Zjednoczonych."*
https://www.cire.pl/pliki/2/2020/bjptot.pdf

Policzmy więc, ile kosztowała ta inwestycja za jeden wat mocy zainstalowanej w Elektrowni Jądrowej „Sanmen":
2x 1 170 MW = 2 340 MW
25 mld $ x 3,9422 zł/$ = **98,56mld zł**
98,56mld zł / 2 340 MW = **42,12 zł/W**

Czyżby aż tak zadziałały mechanizmy „rynkowe" prezydentów Baracka Obamy i Donalda Trumpa?
- *„prezydent Barack Obama ogłosił, ze federalne gwarancje pożyczkowe na pokrycie kosztów budowy nowych dwóch bloków wyniosą 8,33 miliarda dolarów"*
- *„Administracja prezydenta Donalda Trumpa przyznała wówczas 8.3 mld dolarów gwarancji pożyczkowych na finansowanie kontynuacji dwóch bloków"*

Koszt identycznych dwóch bloków jak Elektrowni Jądrowej „Sanmen" w Chinach **jest 3,52 razy mniejszy niż w USA**. Oczywiście jest to nieprawda, bo jest to niemożliwe. Spróbujmy więc „rozwikłać" tę prostą zagadkę. Odejmijmy na początek *„gwarancje pożyczkowe"* Baracka Obamy (8,33 mld $) i Donalda Trumpa (8,3 mld $):

25 mld $ - 8,33 mld $ - 8.3 mld $ = **8,37 mld $**
8,37 mld $ x 3,9422 zł/$ = **33,00 mld $**
33,00 mld $ / 2 340 MW = **14,10 zł/W**

Może tak być, że pożyczki objęte federalnymi gwarancjami zostały przejedzone w trudnych czasach po seria wypadków jądrowych w Elektrowni Atomowej Fukushima Nr 1 w Japonii, do których doszło w 2011 roku i obydwaj prezydenci, chcieli w ten sposób, ratowali potężną firmę o wielkim potencjale, ale pozbawioną kapitału po tej katastrofie w Japonii.

Coś w tym musi być, ale zobaczmy jeszcze jak Francuzi budują swoje atomowe „karakale". Obstawiam w ciemno, że robią to najdrożej.

*„**Fińska elektrownia jądrowa Olkiluoto***
Francuski koncern Areva to obecnie największy na świecie producent reaktorów jądrowych EPR to reaktor najnowszej generacji III+. Pierwszy reaktor według tego projektu powstaje obecnie w fińskiej elektrowni jądrowej Olkiluoto. Przewidywana moc elektryczna to ***1 650 MW****, co odpowiada mocy cieplnej 4500 MW. Przy podpisaniu umowy w* ***2003 roku*** *cenę elektrowni ustalono na* ***3,2 mld euro****, a oddanie jej do użytku na* ***rok 2009****. Niestety, z powodu rozlicznych kłopotów technicznych termin ten się oddala. Opóźnienie sięga już czterech lat - podłączenie do sieci energetycznej pełną mocą* ***po próbach trwających osiem miesięcy*** *(a to ze względu na prototypowość konstrukcji) przesunięto na* ***rok 2013****. Wiąże się z nim także znaczne przekroczenie kosztów budowy elektrowni, które wzrosły do* ***5,9 mld euro****, co zwiększyło początkowy prognozowany koszt inwestycji* ***o 80 proc****."* Źródło: https://www.tygodnikpowszechny.pl/cena-i-bezpieczenstwo-144228

Policzmy więc, ile kosztowała ta inwestycja za jeden wat mocy zainstalowanej w fińskiej elektrowni jądrowej „Olkiluoto":
5,9 mld EUR x 4,5621 zł / EUR = **26,92 mld zł**
26,92 mld zł / 1 650 MW = **16,31 zł/W**

No i zgadza się, że najdrożej, tym niemniej jest to koszt zbliżony do dwóch bloków Elektrowni Jądrowej „Sanmen" w Chinach (**11,97 zł/W**). Różnica to tylko **36,3 %**. W stosunku do bloków 3 i 4 Elektrownia Jądrowa im. Alvina W. Vogtle wykorzystujących reaktory AP1000 to tylko 15,7 %. Wszystko więc się zgadza i można przyjąć, że koszt budowy EJ o mocy od **2 340 MW do 1 650 MW** jest w przedziale **11,97 zł/W do 16,31 zł/W**.

Zważywszy na wcześniej obliczony, średni nakład inwestycyjny dla supernowoczesne, na parametrach nadkrytycznych 600-620°C bloki węglowe, który jest równy **6,12 zł/W** (złotego na Wat mocy zainstalowanej) to jeden wat mocy zainstalowanej w elektrowni jądrowej **w tym samym czasie** był wyższy o **95,6** do **166,5 %** w przypadku „Sanmen" Chiny i „Olkiluoto" Finlandia.

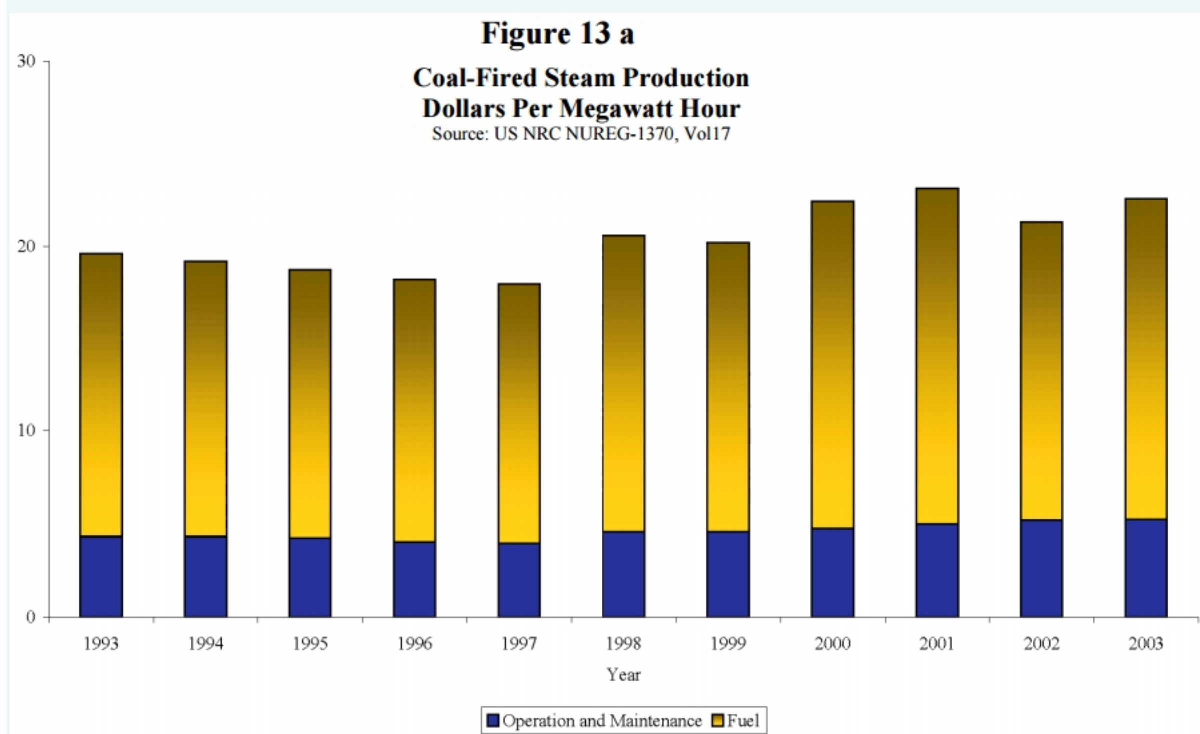
Aby jakoś ocenić ten koszt jednego wata mocy zainstalowanej w elektrowni jądrowej, **który jest wyższy** o **95,6** do **166,5 % od kosztu jednego wata mocy zainstalowanej w elektrowni węglowej**, który jest równy **6,12 zł/W** to rzućmy okiem na koszty eksploatacyjne elektrowni węglowych i jądrowych w USA zebrane przez NRC.

W artykule "Design of the AP1000 Power Reactor" autor Bernd Doehnert z Westinghouse Electric Belgium napisał o tym tak:

"*To address plant service life, the **AP1000 reactor vessel has been designed for a service life of 60 years**. This effectively establishes the service life of the unit.*
In the final analysis, the nuclear option must be cost competitive with the alternative means of generating electricity. The value of the installed nuclear plants has been demonstrated by their low operating costs. Figures 13a and 13b show the operating cost data (operation, maintenance, fuel) for coal and nuclear plants in the US, as compiled by the NRC. The operating costs are comparable.
This comparison does not take into account any future expenses on coal for reducing greenhouse gas emissions or tax on emissions. AP1000 will improve on the current state and solidify that advantage. Maintenance and testing requirements for the AP1000 will generally be substantially reduced compared to a current day plant of similar output because the AP1000 has substantially fewer valves, pumps, cable, and piping."

"*Co do czynnika związanego z „czasem życia" bloku EJ, zbiornik reaktora najnowszej III generacji **AP1000 zaprojektowano na okres eksploatacji 60 lat.** Przekłada się to na okres eksploatacji całego bloku.*
(**Dla elektrowni węglowych projektowy czas życia to 30 – 35 lat** – autor opracowania).
*W końcowej analizie należy wykazać, że opcja jądrowa jest konkurencyjna kosztowo w porównaniu z alternatywnymi sposobami wytwarzania energii elektrycznej. Wysoka wartość wybudowanych bloków jądrowych została udowodniona dzięki ich niskim kosztom eksploatacyjnym. Na rysunku 13a oraz 13b są pokazane dane o kosztach eksploatacyjnych (koszty ściśle operacyjne, konserwacji i paliwa) dla elektrowni węglowych i jądrowych w USA zebrane przez NRC. Koszty eksploatacyjne są porównywalne. Jednak to porównanie nie uwzględnia jakichkolwiek przyszłych wydatków, związanych z zastosowaniem węgla, **które należałoby ponieść aby zmniejszyć emisje gazów cieplarnianych, ani podatków od emisji.*** (znowu socjalizm – autor opracowania) *Reaktor AP1000 będzie stanowił ulepszenie w stosunku do obecnego stanu rzeczy i umocni jeszcze wykazaną tu przewagę. Wymagania kosztowe odnośnie konserwacji i testowania dla AP1000 będą zasadniczo znacznie zmniejszone w porównaniu z obecnymi blokami jądrowymi o porównywalnej mocy, ponieważ AP1000 ma zdecydowanie mniej zaworów, pomp, kabli i rur.*"

Rzućmy zatem okiem na te rysunki 13a oraz 13b:



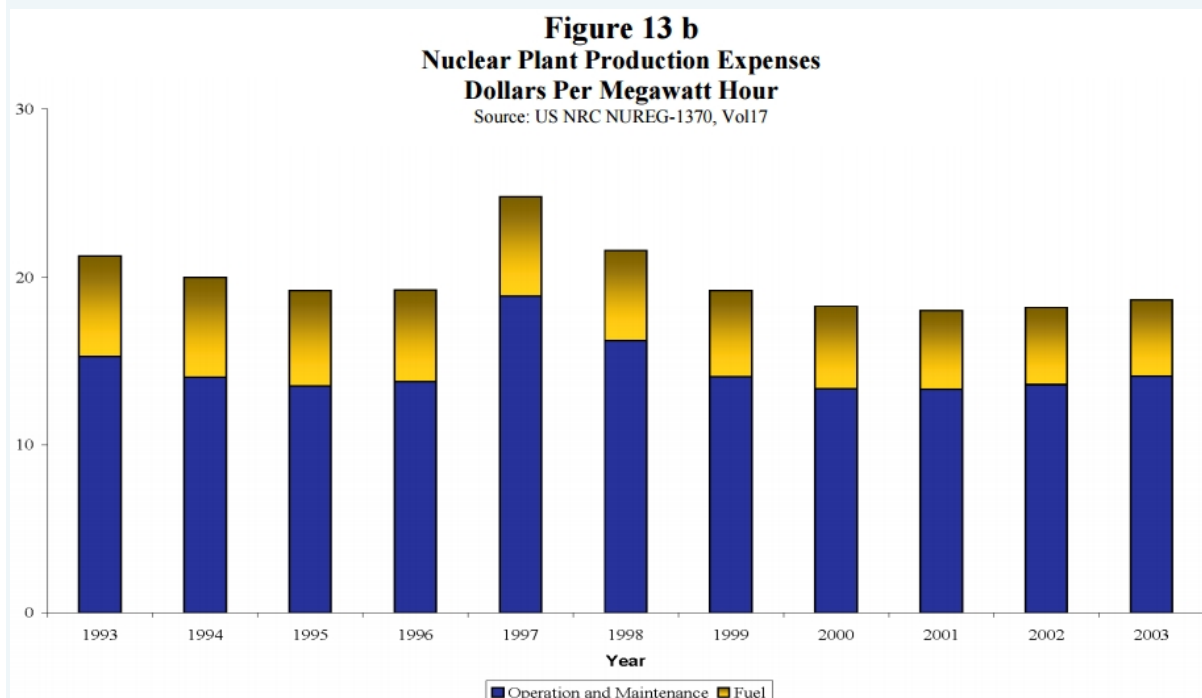
Rys. 20.2. Koszty eksploatacyjne w elektrowniach węglowych w $ / MWh. Kolor niebieski – koszty operacyjne i konserwacji; kolor złoty – koszty paliwa.

„*Elektrownia Bełchatów: związkowcy dotarli do poufnych danych, według których docelowo w kopalni ma być zatrudnionych zaledwie 2 692 pracowników, a w elektrowni 1 276 osób. Dla porównania obecnie (na dzień 26 sierpnia 2013) w pierwszym z zakładzie pracuje niespełna **6 tys. osób**, a w drugim **blisko 4 tys**.*"
Źródło: https://belchatow.naszemiasto.pl/zatrudnienie-w-kopalni-i-elektrowni-belchatow-zmaleje-jaki/ar/c3-1975996

Widać więc tylko, że słowo zatrudnienie jest bardzo płynne.

*„Obecnie - 14 maja 2018 - załoga bełchatowskiej kopalni liczy nieco ponad **4 800 pracowników**. To najmniej w historii.”*
Źródło: https://belchatow.naszemiasto.pl/tag/kopalnia-belchatow-zatrudnienie

„Według planów spółki na koniec 2019 roku zatrudnienie w KWB Bełchatów ma spać do poziomu 4.601 etatów, a na koniec 2020 roku załoga ma zostać odchudzona do 4.392 etatów.”
Źródło: https://belchatow.naszemiasto.pl/pge-planuje-odchudzic-zaloge-kopalni-o-prawie-pol-tysiaca/ar/c3-4928762



Rys. 20.3. Koszty eksploatacyjne w elektrowniach jądrowych w $ / MWh. Kolor niebieski – koszty operacyjne i konserwacji; kolor złoty – koszty paliwa.

„Mówi: dr inż. Krzysztof Fornalski, ekspert z Biura Technologii i Eksploatacji w PGE EJ 1
Emilia Kopeć, inżynier fizyki technicznej, laureatka I edycji konkursu „Atom dla Nauki”
W samej elektrowni jądrowej, która ma powstać w Polsce, zatrudnienie znajdzie ok. 1-1,5 tys. osób.”
Źródło: https://biznes.newseria.pl/news/coraz-wiecej-osob-chce,p274283552

„Prawie 900 wysokowykwalifikowanych specjalistów będzie potrzebnych do obsługi polskiej elektrowni jądrowej - szacuje Narodowe Centrum Badań Jądrowych. Według szacunków Centrum, w planowanej polskiej elektrowni jądrowej będzie potrzeba 880 specjalistów: około 400 inżynierów i 450 techników, a kadra menedżerska i obsługa administracyjna, to kolejnych 30 specjalistów.”
Źródło:
https://www.money.pl/gospodarka/wiadomosci/artykul/elektrownia;atomowa;w;polsce;bedzie;praca;dla;900;osob,88,0,1170520.html

Lp.	Typy stanowisk	Liczba zatrudnionych
1	Inżynierowie budowlani	5
2	Inżynierowie informatycy, elektrycy i elektronicy	20
3	Inżynierowie mechanicy	15
4	Inżynierowie jądrowi	25
5	Inżynierowie projektanci i utrzymania obiektu	30
6	Operatorzy systemu sterowania i wyposażenia	75
7	Technicy chemicy	20
8	Technicy utrzymania ruchu	135
9	Technicy ochrony radiologicznej i gospodarki odpadami promieniotwórczymi	35
10	Personel ochrony fizycznej	70
11	Personel szkoleniowy	35
12	Pozostały personel	335
13	**Ogółem**	**800** **(+/-300)**

Tab. 20.1. Zatrudnienie średnie w elektrowni jądrowej 1000 MW (USA) z prezentacji prof. dr hab. Mariusza P. Dąbrowskiego, Pełnomocnik Wojewody ds. rozwoju. energetyki jądrowej, Instytut Fizyki, Uniw. Szczeciński

Z przedstawionych materiałów dotyczących zatrudnienia w EW i EJ dosyć przejrzyście wynika, że zarówno w EW jak i EJ na blok o mocy 1 000 MW jest zatrudnionych około 800 pracowników.

Zwraca uwagę jedynie fakt, **że koszty operacyjne i konserwacji w elektrowniach jądrowych są trzykrotnie wyższe od tych samych kosztów w elektrowniach węglowych**.

Prawdopodobnie jest to spowodowane - 3-krotnie i więcej - wyższymi płacami w energetyce jądrowej.

Co do kosztów paliwa, to węgiel w USA kosztuje około 4x więcej niż uran do wytworzenia tej samej ilości energii – porównaj **Rys. 20.2. i Rys. 20.3.**, **natomiast w Polsce jest odwrotnie: węgiel (brunatny 70 zł/MWh do - kamienny 110 zł/MWh) jest 2,5x do 3x tańszy od paliwa jądrowego 250 zł/MWh** – patrz na **Rys. 20.4.** słupki: 1, 2 (węgiel) i słupek 3 paliwo jądrowe.

Front end fuel cycle costs of 1 kg of uranium as UO_2 fuel

Process	Amount required x price*	Cost	Proportion of total
Uranium	8.9 kg U_3O_8 x $68	$605	43%
Conversion	7.5 kg U x $14	$105	8%
Enrichment	7.3 SWU x $52	$380	27%
Fuel fabrication	per kg	$300	22%
Total		$1390	

* Prices are approximate and as of March 2017.
At 45,000 MWd/t burn-up this gives 360,000 kWh electrical per kg, hence fuel cost = 0,39 ¢/kWh.

Tab. 20.1. Koszty cyklu paliwowego w fazie początkowej wynoszące 1 kg uranu jako paliwa UO_2. Przy spalaniu 45 000 MWd / t daje to 360 000 kWh energii elektrycznej na kg, stąd koszt paliwa = 0,39 ¢ / kWh.

A więc koszt całkowity cyklu paliwowego paliwa atomowego do wyprodukowania 1 kWh energii to 0,39 ¢. Licząc po cenie kursowej NBP koszt 1 $ = 3,9422 zł /1$ a więc **koszt paliwa atomowego do wyprodukowania 1 kWh energii to 1,54 gr**.
źródło: https://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx

Przypomnę, że **koszt paliwa węglowego do wyprodukowania 1 kWh energii w bloku 1075 MW w Kozienicach to 0,0729 zł/kWh** (0,3396 kg węgla/kWh) licząc węgiel po 207 zł/t węgla (dane z kopalni w Bogdance w 2014 r.) co znakomicie potwierdza dane z tabeli u prof. A. Zaporowskiego, gdzie jest to około 70 zł/MWh dla węgla brunatnego i 105 zł/MWh dla kamiennego patrz **Rys. 20.4.** i **Rys. 20.5.**. **Jak się to ma do koszt paliwa atomowego do wyprodukowania 1 kWh energii = 1,54 gr?**

Poza tym, **węgiel Polska MA a uranu NIE ma**. Proste? Co z tego, że „elektrownia jądrowa 1000 MW mocy wymaga rocznie tylko 1 ciężarówki paliwa, czyli ok. 25 ton" a „elektrownia węglowa wymaga 3 mln ton węgla" skoro **nie mamy uranu jak Gomółka nie miał mięsa**.
A do tego z wydobycia i transportu węgla żyje kilkaset tysięcy ludzi z rodzinami w Polsce a na uran musieliby się ściepnąć „w dewizach".
Tylko kto sfinansuje ten UO_2? Oczywiście, w zamierzeniach rządu, zrzucą się bezrobotni górnicy i pozostali, po likwidacji całego górnictwa i innych współpracujących z nim branż? Tylko niech też rządzący uważają, żeby nie rzucili się na nich. Ludzie (szczególnie chrześcijanie) są cierpliwi do czasu. Ale tylko „do czasu".

To, jaka energia i z elektrowni jest „tania" najlepiej pokazuje zestawienie prof. A. Zaporowskiego – patrz Rys. 18.12. – na którym pokazano prawdziwe „Koszty wytwarzania energii z dyskontowane na rok 2013".

Wg pozycji „Nie bójmy się energetyki jądrowej" doc. dr inż. Andrzeja Strupczewskiego mamy takie oto zachwalanie energetyki jądrowej:

„6.1.4 Ogólna ocena kosztów
Niskie ceny paliwa jądrowego dają kolejne duże zyski. Dla wyprodukowania 8 terawatogodzin energii elektrycznej rocznie potrzeba w przypadku elektrowni węglowej 3 miliony ton węgla za cenę 156 mln euro, a w przypadku elektrowni jądrowej wystarczają 24 tony paliwa jądrowego za cenę 56 mln euro, wliczając w to już koszty unieszkodliwiania odpadów promieniotwórczych. W przypadku ustalenia kosztu emisji CO2 na poziomie 40 euro/t CO2, spalanie węgla będzie oznaczało dodatkowy wydatek 250 mln euro, czyli razem 406 mln euro. Korzyści, które daje tanie paliwo jądrowe, są więc dla bloku 1000 MW na poziomie 350 mln euro rocznie (to znaczy tyle można zaoszczędzić wytwarzając energię elektryczną w elektrowni jądrowej zamiast w węglowej).
Koszty inwestycyjne (czyli koszty wybudowania) są wyższe dla elektrowni jądrowej niż węglowej, ale różnicę tę dość szybko niwelują znacznie niższe koszty paliwa. Podczas gdy nakłady inwestycyjne bezpośrednie (overnight w terminologii angielskiej) obejmujące prace konstrukcyjno-projektowe, dostawy materiałów i urządzeń oraz koszty budowy dla bloku węglowego o mocy 1000 MW wynoszą około 1,8 miliarda euro, to dla elektrowni jądrowej o tej samej mocy wynoszą one od 2,5 do 3,2 mld euro. Do tego dochodzą wydatki inwestora – np. na działkę lub budowę linii przesyłowej – oraz odsetki od kredytu w trakcie budowy (IDC – interest during construction) zależne od okresu budowy i warunków uzyskania kredytu. Ale te wydatki trzeba ponieść także w przypadku budowy elektrowni węglowej. A zyski z taniego paliwa nie znikają po 3-4 latach – dostajemy je rok po roku przez 60 lat eksploatacji elektrowni jądrowej!"

Zakładając, że to wszystko prawda to proszę tylko zwrócić uwagę na to, że różnica w cenie paliwa:

156 mln € – 56 mln € = 100 mln € **zostanie zniwelowania dopiero po 14 latach** gdyż nakłady inwestycyjne na elektrownię atomową są większe o:
3,2 mld € - 1,8 miliarda € = 1,4 mld €.

Za tej samej pozycji „Nie bójmy się energetyki jądrowej" doc. dr inż. Andrzeja Strupczewskiego mamy analogiczne zestawienie koszty cyklu paliwowego w energetyce jądrowej tyle, że o zupełnie innych cenach:

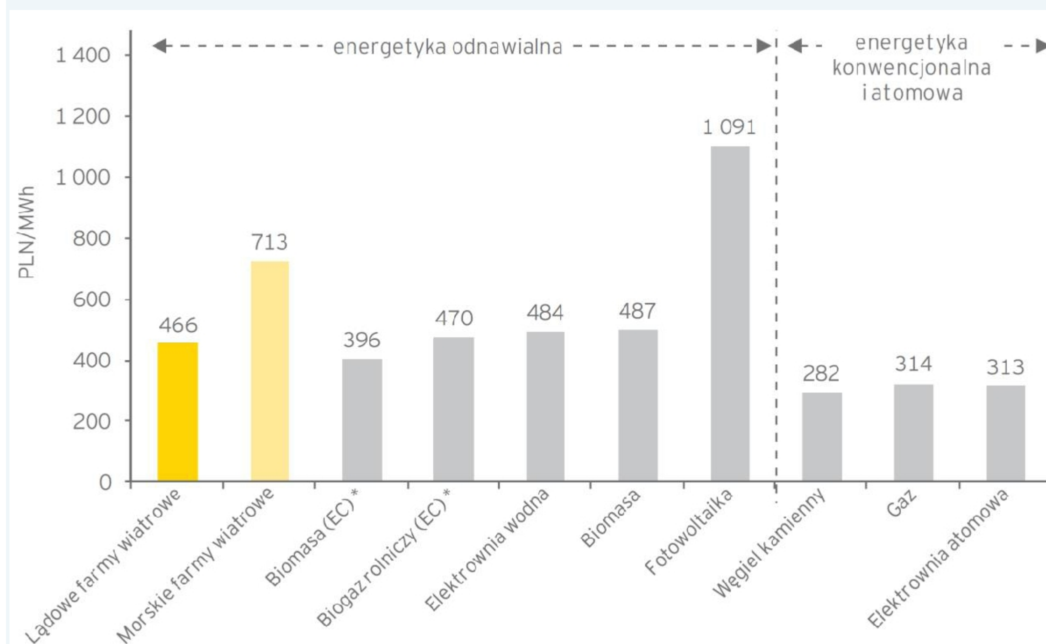
„6.2.1. Koszty paliwa dla elektrowni jądrowej
Koszty paliwa dla elektrowni jądrowych są – w porównaniu z elektrowniami opalanymi paliwami organicznymi – małe. Oceńmy ile kosztuje paliwo uranowe dla EJ o mocy 1000 MW (produkcja roczna 8 TWh).
Na koszt 1 kg paliwa reaktorowego z uranu wzbogaconego w postaci UO2 składają się następujące pozycje:
– Uran naturalny (cena – maj 2009)
w ilości 8,9 kg U3O8 x 92 USD/kg 819 USD
– Konwersja U3O8 na UF6 (cena niezmieniona
od 2007 r.) 7,5 kg U x 12 USD/kg 90 USD
– Wzbogacanie uranu w postaci UF6
(cena niezmieniona od 2007 r.) 985 USD
– Produkcja paliwa (cena niezmieniona od 2007 r.) 240 USD/kg
– Suma za kg gotowego paliwa reaktorowego 2134 USD/kg

Więcej informacji o jądrowym cyklu paliwowym można znaleźć w książce „Podstawy energetyki jądrowej"206.
Jak widzieliśmy powyżej, przy sprawności cieplnej 37% i wypaleniu 45 MWd/kg, dla EJ o mocy 1000 MW produkującej 8 TWh energii elektrycznej rocznie potrzeba 22,5 tony paliwa rocznie, co oznacza koszt paliwa równy 6 USD'2008/MWh, czyli 4,4 euro/MWh. W rzeczywistości w obecnych elektrowniach jądrowych osiąga się większe wypalenie, a nowe elektrownie III generacji projektowane są na wypalenie 60 000 MWd/t i koszty paliwowe są jeszcze niższe. Przyjmiemy jednak 45 000 MWd/t jako wielkość nie ulegającą dyskusji – stąd roczny koszt samego paliwa wyniesie 8 mln MWh x 4,4 euro/MWh = 35 mln euro."

Jak widzimy, w tym opracowaniu suma za kg gotowego paliwa reaktorowego jest już równa **2 134 USD/kg** i jest wyższa od przedstawionej w **Tab. 20.1.** o 744 $, bo:
2 134 $ -1 390 $ = 744 $
Tak więc wg tego opracowania koszt paliwa atomowego do wyprodukowania 1 kWh energii nie kosztuje 1,54 gr tylko:
2 134 $ / 1390 $ x 1,54 gr = 2,36 gr

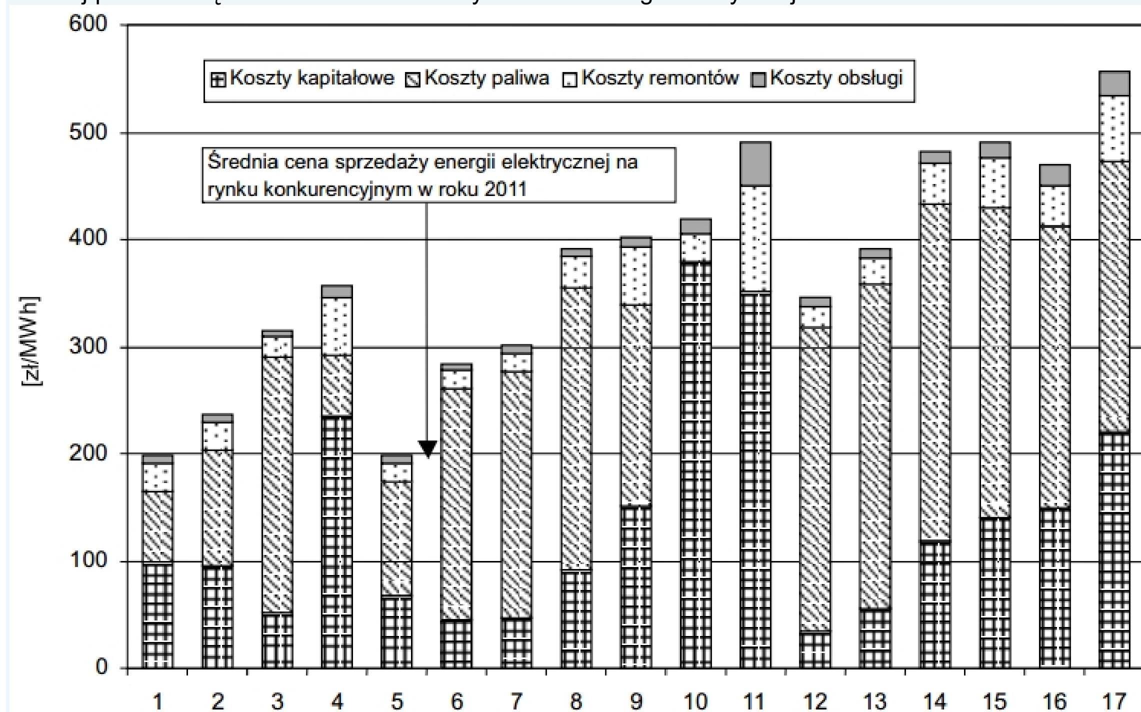
Przykład ten pokazuje jak trudno cokolwiek ustalić w przypadku elektrowni atomowej. Wszystko jest płynne, niepowtarzalne i nie wiadomo ile w tym prawdy.

Na koniec jeszcze jedno zestawienie kosztów energii elektrycznej z różnych źródeł wg danych polskich w 2011 roku, wykres zaczerpnięty z raportu Ernst and Young:



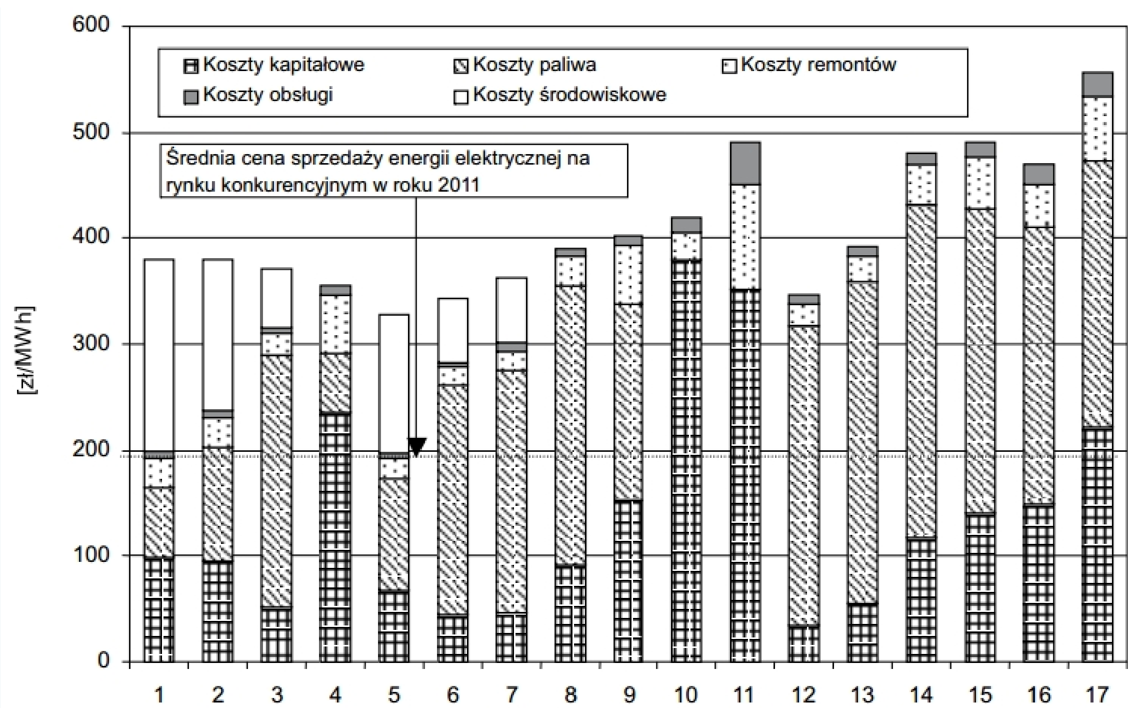
Rys. 20.4. Zestawienie kosztów energii elektrycznej z różnych źródeł wg danych polskich w 2011 roku, wykres zaczerpnięty z raportu Ernst and Young. (**brakuje w zestawieniu węgla brunatnego który jest o 30 % tańszy od kamiennego**).

Poniżej przedstawię zestawienie kosztów wytwarzania energii elektrycznej dla roku 2011:



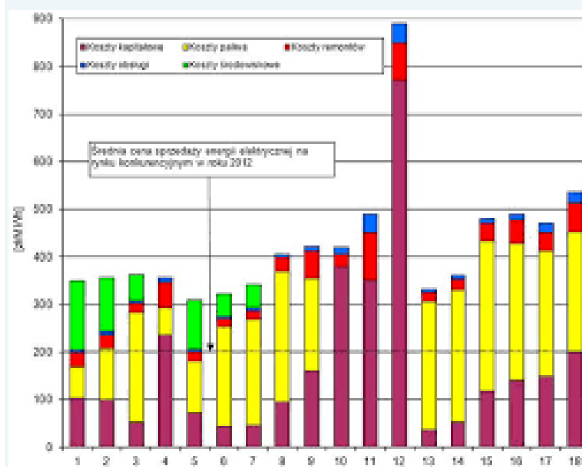
Rys. 1. Jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy [zł/MWh] dla: 1 – bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem brunatnym, 2 – bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, 3 – bloku gazowo-parowego opalanego gazem ziemnym 4 – bloku jądrowego z reaktorem PWR, 5 – ciepłowniczego bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, 6 – ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym 7 – ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym 8 – ciepłowniczego bloku parowego średniej mocy opalanego biomasą, 9 – ciepłowniczego bloku gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy, 10 – elektrowni wiatrowej, 11 – elektrowni wodnej małej mocy, 12 – ciepłowniczego bloku z turbiną gazową opalanego gazem ziemnym, 13 – ciepłowniczego bloku silnikiem gazowym opalanego gazem ziemnym, 14 – ciepłowniczego bloku ORC opalanego biomasą, 15 – ciepłowniczego bloku parowego małej mocy opalanego biomasą, 16 – ciepłowniczego bloku zintegrowanego z biologiczną konwersją biomasy, 17 – ciepłowniczego bloku zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy, bez uwzględnienia opłaty za emisję CO_2.

Rys. 20.5. Zaczerpnięto z: „Koszty wytwarzania energii elektrycznej dla perspektywicznych technologii wytwórczych polskiej elektroenergetyki" POLITYKA ENERGETYCZNA, Tom 15, Zeszyt 4, 2012 – autor: dr hab. inż. Bolesław Zaporowski, Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki. **Zwróć uwagę na koszty kapitałowe w pozycjach węglowych 1 i 2 i w pozycji wiatrowej 10. Różnica 1 do 4! na korzyść energetyki węglowej.**

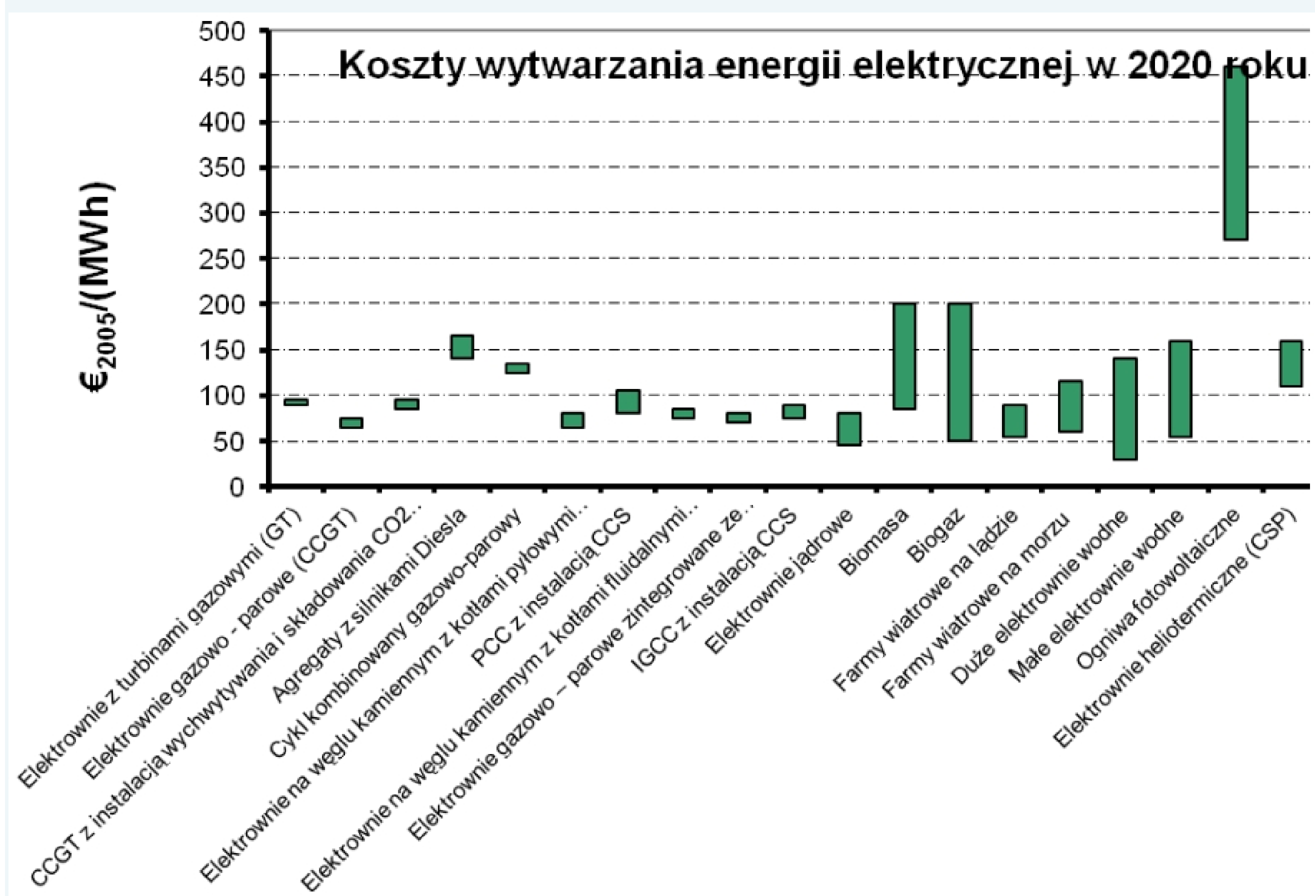


Rys. 2. Jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy [zł/MWh] dla: ***1 – bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem brunatnym, 2 – bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, 3 – bloku gazowo-parowego opalanego gazem ziemnym*** *4 – bloku jądrowego z reaktorem PWR,* ***5 – ciepłowniczego bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, 6 – ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym 7 – ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym*** *8 – ciepłowniczego bloku parowego średniej mocy opalanego biomasą, 9 – ciepłowniczego bloku gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy, 10 – elektrowni wiatrowej, 11 – elektrowni wodnej małej mocy, 12 – ciepłowniczego bloku z turbiną gazową opalanego gazem ziemnym, 13 – ciepłowniczego bloku silnikiem gazowym opalanego gazem ziemnym, 14 – ciepłowniczego bloku ORC opalanego biomasą, 15 – ciepłowniczego bloku parowego małej mocy opalanego biomasą, 16 – ciepłowniczego bloku zintegrowanego z biologiczną konwersją biomasy, 17 – ciepłowniczego bloku zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy, z uwzględnieniem opłaty za emisję CO2 wysokości 200 zł/t*CO_2.

Rys. 20.6. Zaczerpnięto z: „Koszty wytwarzania energii elektrycznej dla perspektywicznych technologii wytwórczych polskiej elektroenergetyki" POLITYKA ENERGETYCZNA, Tom 15, Zeszyt 4, 2012 – autor: dr hab. inż. Bolesław Zaporowski, Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki. **Zwróć uwagę jakie jednostki są obciążane „kosztami środowiskowymi" które finansują „Zielony Ład" – w opisie kolor zielony.**



Rys. 20.7. Zaczerpnięto z Internetu wykres autorstwa dr hab. inż. Bolesław Zaporowski, Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki. Niestety słaba rozdzielczość. **Zwróć jednak uwagę jakie jednostki są obciążane „kosztami środowiskowymi", które finansują „Zielony Ład". Kolor zielony z węgla (1, 2, 3, 5, 6, 7) finansuje pozycję wiatraki (10 i 11) i fotowoltaikę (12). Tak się strzyże frajerów w ramach obłąkanej ideologii Zielonego Ładu.**



Rys. 20.8. Przykładowe wyniki analizy dla Komisji Europejskiej – jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w roku 2020 przy umiarkowanym wzroście cen paliw. (Zaczerpnięto z METODYKA OCENY KOSZTÓW WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ, autor: Józef Paska („Rynek Energii" – kwiecień 2012))

I dalej z tego opracowania mamy wnioski wysnute w roku 2012:

„Wnioski

1. Przez najbliższe 10 lat strategicznym paliwem dla elektrowni systemowych w Polsce może być tylko węgiel kamienny i brunatny. W pełni komercyjnie dojrzałą technologią wytwarzania energii elektrycznej z węgla, ***charakteryzującą się wysoką efektywnością energetyczną i najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej****, w chwili obecnej jest jedynie technologia stosowana w elektrowniach parowych na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne).* ***Istnieje potrzeba wybudowania w Polsce, w okresie najbliższych 10 lat, około 10 bloków opalanych węglem kamiennym i brunatnym o łącznej mocy około 8 tys. MW****.*

2. Jednostkowe, zdyskontowane na rok 2012, koszty wytwarzania energii elektrycznej w systemowych elektrowniach gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym, przy obecnej cenie gazu ziemnego dla wielkich odbiorców wynoszącej około 38,1 zł/GJ, wyniosłyby około ***315 zł/MWh****, a po wprowadzeniu opłaty za uprawnienia do emisji* CO_2 *około* ***371 zł/MWh****. Dlatego decyzje dotyczące przedsięwzięć inwestycyjnych, związanych z budową tego typu elektrowni systemowych w Polsce, powinny być przesunięte w czasie do chwili ostatecznego wyjaśnienia zasobów gazu łupkowego w Polsce i możliwości jego wydobywania.*

3. Po roku 2022, czyli za około 10 lat, ***gdy będzie już w pełni wprowadzony obowiązek zakupu uprawnień do emisji*** CO_2, ***konieczny ze względów ekologicznych*** *i uzasadniony ekonomicznie będzie w Polsce udział energetyki jądrowej w produkcji energii elektrycznej,* ***gdyż jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej, wynoszące dla tej technologii około 350 zł/MWh, dzisiaj bardzo wysokie, za 10 lat będą prawdopodobnie już niższe od kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem*** *(z opłatą za uprawnienia do emisji* CO_2*) i niższe od ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym,* ***co zapewni im opłacalność****.*

4. W Polsce w szerokim zakresie powinny być rozwijane technologie skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, gdyż jest to skuteczny sposób na uzyskanie oszczędności energii pierwotnej i obniżenie emisji CO_2 *oraz obniżenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Dla elektrociepłowni bardzo dużej mocy (o mocy cieplnej w skojarzeniu 300–500 MW) jednostką kogeneracyjną, charakteryzującą się najniższymi, zdyskontowanymi na rok 2012, kosztami wytwarzania energii elektrycznej jest ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym (****ok. 200 zł/MWh****). Koszty te dla tego typu bloku pozostaną również najniższe* ***po wprowadzeniu opłaty za pozwolenia na emisję*** CO_2 ***(ok. 330 zł/MWh).*** *Dla elektrociepłowni dużej i średniej mocy (o mocy cieplnej w skojarzeniu 50–300 MW) jednostkami kogeneracyjnymi, charakteryzującymi się najniższymi, zdyskontowanymi na rok 2012, kosztami wytwarzania energii elektrycznej są ciepłownicze bloki gazowo-parowe dużej i średniej mocy opalane gazem ziemnym.* ***Przez najbliższe 5–10 lat energia elektryczna wytwarzana w elektrociepłowniach gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym musi być jednak wspierana na rynku żółtymi certyfikatami. Przy istnieniu zielonych certyfikatów, o wartości około 280 zł/MWh w roku 2012, konkurencyjną jednostką kogeneracyjną średniej mocy jest ciepłowniczy blok parowy opalany biomasą****. Za około 20 lat dojrzałość komercyjną może osiągnąć ciepłowniczy blok gazowo-parowy, zintegrowany ze zgazowaniem biomasy, charakteryzujący się znacznie wyższą efektywnością energetyczną (tab. 4), a tylko nieznacznie wyższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej.*

*5. Wśród technologii możliwych do zastosowania w źródłach małej mocy (rozproszonych) najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej charakteryzują się kogeneracyjne źródła małej mocy opalane gazem ziemnym, w tym szczególnie blok ciepłowniczy z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym (****ok. 345 zł/ MWh****).*

6. ***W najbliższych latach bardzo ważnym zadaniem dla polityki energetycznej państwa będzie stymulowanie rozwoju źródeł energii elektrycznej, wykorzystujących odnawialne źródła energii, a szczególnie energię wiatru i energię biomasy****.* ***Jednostkowe, zdyskontowane na rok 2012, koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych są wysokie i wynoszą powyżej 400 zł/MWh. Istnienie zielonych certyfikatów, których wartość w roku 2012 wynosi około 280 zł/MWh, zapewnia jednak opłacalność tej dojrzałej technicznie technologii.*** *W dziedzinie wykorzystania biomasy w źródłach rozproszonych sytuacja jest złożona. Przede wszystkim brak jest jeszcze dojrzałych technicznie perspektywicznych technologii wytwórczych. Dojrzałość komercyjną uzyskały wyłącznie technologie wykorzystujące spalanie biomasy w elektrociepłowniach parowych małej mocy i ORC (Organic Rankine Cycle), charakteryzujące się jednak niską efektywnością energetyczną (tablica 5) i w związku z tym wysokimi kosztami wytwarzania energii elektrycznej (****480–490 zł/MWh****). Podobną efektywnością ekonomiczną charakteryzują się elektrociepłownie zintegrowane z biologiczną konwersją energii chemicznej biomasy. Natomiast technologia stosowana w elektrociepłowniach małej mocy zintegrowanych ze zgazowaniem biomasy jest dopiero na etapie badań pilotowych i charakteryzuje się najwyższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej (****powyżej 500 zł/MWh****). Zarówno elektrociepłownie małej mocy zintegrowane z biologiczną konwersją jak i ze zgazowaniem biomasy mogą uzyskiwać znacznie wyższą efektywność ekonomiczną (niższe koszty wytwarzania energii elektrycznej) jeżeli będą zasilane biomasą odpadową, z produkcji rolniczej lub oczyszczalni ścieków. Ich udział w krajowej produkcji energii elektrycznej jest jednak ograniczony.*"

Reasumując, jak to ktoś trafnie ujął: elektrownie jądrowe mogą być najtańsze. Elektrownie jądrowe mogą być najbezpieczniejsze. Niestety nie spełniają obydwu tych warunków na raz.

Że też zabrakło w śród decydentów prawdziwego mężczyzny, któryby miał odwagę tym wariatom zielonoładowym powiedzieć jedno słowo: **WYPIERDALAĆ**.

Niestety, ale nie było kogoś takiego, na przestrzeni ostatnich dekad.

21. Podsumowanie

Zbierzmy więc najważniejsze „przewagi” energetyki wiatrowej i fotowoltaicznej nad energetyką węglową, opartą na „strasznym” węglu brunatnym i „okropnym” węglu kamiennym:

1. Moc zainstalowana elektrowniach **wiatrowych** w Polsce = **6 222,16 [MW]**, przeliczona na uśredniona moc godzinową, odpowiada jedynie **1 662,76 [MW]** mocy ciągłej, co stanowi tylko **26,72 % jej mocy zainstalowanej**, przy dyspozycyjności rocznej w eksploatacji rzędu **0 %**. Wykorzystanie mocy zainstalowanej w fotowoltaice (PV) jest aż **3,74** razy gorsze niż w bloku węglowym.

2. Moc zainstalowana elektrowniach **fotowoltaicznych** w Polsce = **2 108,9 [MW]**, przeliczona na uśredniona moc godzinową, odpowiada jedynie **199,11 [MW]** mocy ciągłej, co stanowi tylko **9,44 % jej mocy zainstalowanej**, przy dyspozycyjności rocznej w eksploatacji rzędu **0 %**. Wykorzystanie mocy zainstalowanej w fotowoltaice (PV) jest aż **10,59** razy gorsze niż w bloku węglowym.
   Jednak to nie wszystko. Jak pokazały doświadczenia zdobyte na farmie fotowoltaicznej powstałej w 1994 roku, w okolicach hiszpańskiego miasta Toledo, gdzie już wymieniono wszystkie moduły w tejże elektrowni PV o mocy 1 MW, zaś samą wymianę modułów fotowoltaicznych poprzedziło wykonanie analizy efektywności stosowanych dotychczas modułów w sierpniu 2015 r., które to badanie wykazało, że wydajność zamontowanych w 1994 r. modułów fotowoltaicznych spadła od momentu uruchomienia produkcji energii o 37 proc. A więc **w 21 lat spadek do 63 %** pierwotnej sprawności **a nie do 82-85% po 25 latach użytkowania jak podają producenci w kartach katalogowych**.

   Skutkuje ten spadek wydajności tym, że **faktyczne wykorzystanie mocy zainstalowanej w fotowoltaice** (PV), jest jeszcze gorsze niż te wykazane **10,59** razy, bo biorąc pod uwagę uzyskany z hiszpańskiego doświadczenia spadek o 37 % w 21 latach - a więc średnio 17,5 % w całym okresie 21-letniej eksploatacji - mamy faktyczne wykorzystanie mocy zainstalowanej PV w stosunku do bloku węglowego równe:
   10,59 / (100 % - 17,5 %) = **12,84 razy** a nie 10,59.

3. Moc zainstalowana w najnowszych, na parametry nadkrytyczne, blokach elektrowniach **węglowych** w o łącznej mocy ok. **5 800 [MW]**, przeliczona na uśredniona moc godzinową, odpowiada jedynie **4 930 [MW]** mocy ciągłej, co stanowi aż **87 % ich mocy zainstalowanej**, przy dyspozycyjności rocznej w eksploatacji rzędu **97 %**.

4. **Koszt 1 [W] mocy zainstalowanej** w blok węglowy, fotowoltaikę i wiatraki jest niemal identyczny, równy **6,00 [zł/W]** za każdy wat mocy zainstalowanej. (Dokładniej, jest to: blok węglowy = 6,12 – fotowoltaikę = 6,44 – wiatraki =5,87 zł/W.)

5. Blok węglowy jest **3,74 razy bardziej wydajny niż źródła wiatrowe** i tyle razy jest tańszy inwestycyjnie (ta sama cena 1 W mocy zainstalowane), co do mocy zainstalowanej, od elektrowni wiatrowych.

6. Blok węglowy jest **10,59 razy bardziej wydajny niż źródła fotowoltaiczne** i tyle razy jest tańszy inwestycyjnie, co do mocy zainstalowanej, od fotowoltaiki. Zważywszy jednak, że czas eksploatacji elektrowni fotowoltaicznej na przykładzie tej już wspominanej w okolicach hiszpańskiego miasta Toledo w 1994 roku wynosi 21 lat zaś czas eksploatacji elektrowni węglowej to 40 lat i więcej (są takie w Polsce) to **blok węglowy jest**:
   42 lata / 21 lat x **10,59 = 21,18 (dwadzieścia jeden razy!) razy tańszy inwestycyjnie niż źródła fotowoltaiczne**.
   Szok? Nikt o tym w Polsce i na świecie jeszcze nie powiedział czy nie napisał, prawda?

7. Elektrowni wiatrowa o mocy 1 000 MW, **na wyprodukowanie tej samej ilości energii w ciągu roku,** co elektrownia węglowa, potrzebuje **3 lat i 9 miesięcy**.

8. Elektrowni fotowoltaiczna o mocy 1 000 MW, **na wyprodukowanie tej samej ilości energii w ciągu roku,** co elektrownia węglowa, potrzebuje **10 lat i 7 miesięcy**.

9. Elektrowni węglowa o mocy 1 000 MW, **na wyprodukowanie tej samej ilości energii w ciągu roku**, potrzebuje **1 rok**.

10. Elektrownie fotowoltaiczne są **2,83** razy mniej wydajne w produkcji energii elektrycznej, od elektrowni wiatrowych, o tej samej mocy zainstalowanej.

11. Efektywność wykorzystania mocy zainstalowanej w źródła **wiatrowe**, w stosunku do źródeł węglowych, jest jedynie na poziomie **26,72 %,** co znaczy, że faktyczny nakład inwestycyjny **w 1 [W] mocy zainstalowanej** w wiatrakach jest **równy 22,47 zł**.

12. Efektywność wykorzystania mocy zainstalowanej w źródła **fotowoltaiczne**, w stosunku do źródeł węglowych, jest jedynie na poziomie **9,44 %**, co znaczy, że faktyczny nakład inwestycyjny **w 1 [W] mocy zainstalowanej** w PV jest **równy 68,22 zł**. zaś po uwzględnieniu spadającej wydajności PV (37 %) **6,44 [zł/W] x 12,84 = 82,69 zł!**

13. Efektywność wykorzystania mocy zainstalowanej w źródła **węglowe** jest jedynie na poziomie ok. **100 %**, co znaczy, że faktyczny nakład inwestycyjny **w 1 [W] mocy zainstalowanej** w bloki węglowe jest **równy 6,00 zł**.
    Efektywność wykorzystania mocy zainstalowanej w źródła węglowe jest na poziomie **87 %** a tak naprawdę to jest na poziomie **niemal 100 %**, bo bloki węglowe **z reguły pracują na 100 [%] mocy znamionowej** i nawet technicznie nie jest możliwe zejście w regulacji poniżej 50 [%], ze względu na bezpieczeństwo kotła. Wiadomo, że przy 100 % mocy znamionowej występuje najbardziej korzystna ich praca, z największa sprawnością 48,9 % / 45,6 % i przy najmniejszym zużyciu technicznym i mogą z taką wydajnością pracować non-stop aż do remontu czy awarii. Z taką sprawnością pracują trzy supernowoczesne bloki na parametry nadkrytyczne w elektrowniach: Kozienice (1 075 MW), Opole (2x 900 MW), Pątnów (460 MW), Łagisza (460 MW) i Bełchatów (858 MW), a także nowe bloki w elektrowniach: Jaworzno III (bloki na węgiel kamienny klasy 900-1000 MW), Turów (blok 450 MW na węgiel brunatny), a także bloki gazowo-

parowe w elektrociepłowniach: Stalowa Wola (460 MW), Włocławek (460 MW), Płock (596 MW), Gorzów (138 MW) i Toruń (100 MW) **o łącznej mocy ok. 5 800 [MW]**.

14. Jednemu blokowi węglowemu o mocy 1 000 [MW] (np. Ostrołęka „C" którego nie będzie) odpowiada aż **3 740 [WM]** mocy zainstalowanej w źródła wiatrowe, jeśli chodzi o wyprodukowanie tej samej ilości energii rocznie.
Koszt wybudowania w wiatrakach **3 740 [WM]** mocy to **22,440 mld zł**.

15. Jednemu blokowi węglowemu o mocy 1 000 [MW] (np. Ostrołęka „C" którego nie będzie) odpowiada aż **10 590 [WM]** mocy zainstalowanej w fotowoltaice, jeśli chodzi o wyprodukowanie tej samej ilości energii rocznie.
Koszt wybudowania w fotowoltaice **10 590 [WM]** mocy to **63,540 mld zł**.

16. Jednemu blokowi węglowemu o mocy 1 000 [MW] (np. Ostrołęka „C" którego nie będzie) odpowiada tylko **1 000 [WM]** mocy zainstalowanej w inny blok węglowy, jeśli chodzi o wyprodukowanie tej samej ilości energii rocznie.
Koszt wybudowania w jednym bloku węglowym **1 000 [WM]** mocy to **6 mld zł**.

17. Oszczędności jakie daje budowa bloku węglowego 1 000 MW zamiast w wiatrakach 3 740 [WM] to **16,440 mld zł**.

18. Oszczędności jakie daje budowa bloku węglowego 1 000 MW zamiast w fotowoltaice 10 590 [WM] to **57,540 mld zł**.

19. Oszczędności jakie daje budowa bloku węglowego 1 000 MW w bloku węglowym **nic nie daje**, bo jest to najlepsza obecnie dostępna technologia produkcji energii elektrycznej na wielką skalę.

20. Wyłączenie z użytkowania gruntu pod moc zainstalowaną **1 000 MW (1 MW x 1 000) instalację wiatrową** (zgodnie z niemiecką **„regułą 10-H", czyli promień wyłączający grunt równy 2 km**), to **16 000 [km^2]**.
(Moc zainstalowana w polskim SE, w roku 2019, była równa **46 299 [MW]**, to przeliczając tę wartość na elektrownie PV (o identycznej mocy zainstalowanej) otrzymujemy, równowartość powierzchni równą
740 784 [km^2] a więc **2,37 razy więcej niż powierzchni Polski**.)

21. Wyłączenie z użytkowania gruntu pod moc zainstalowaną **1000 MW elektrowni fotowoltaicznej** (elektrownia naziemna), obejmuje **25,00 [km^2]**.
(Moc zainstalowana w polskim SE, w roku 2019, była równa **46 299 [MW]**, to przeliczając tę wartość na elektrownie PV (o identycznej mocy zainstalowanej) otrzymujemy, równowartość powierzchni równą **1 157,48 [km^2]**.)

22. Wyłączenie z użytkowania gruntu pod moc zainstalowaną **1000 MW** pod przykładową elektrownię węglową np. „Ostrołęka C" (której budowa miała się zakończyć w 2023) **to tylko 53 ha,** czyli **0,53 [km^2]**.
(Moc zainstalowana w polskim SE, w roku 2019, była równa **46 299 [MW]**, to przeliczając tę wartość na elektrownie węglowe (o identycznej mocy zainstalowanej) otrzymujemy, równowartość powierzchni równą **24,54 [km^2]**.)

Jednak powyższe trzy punkty, to nie jest cała prawda o wyłączeniach gruntu pod wiatraki i PV, bo o ilości produkowanej przez nie rocznie energii należy pamiętać, o tym, że blok węglowy jest **3,74 razy bardziej wydajny niż źródła wiatrowe** i **10,59 razy bardziej wydajny niż źródła fotowoltaiczne, więc tak naprawdę to potrzeba:**

23. **Tak naprawdę to potrzeba** wyłączyć z użytkowania grunt pod moc zainstalowaną **1000 MW w instalację wiatrową** o powierzchni równej **59 840 [km^2]**.
(Moc zainstalowana w polskim SE, w roku 2019, była równa **46 299 [MW]**, to przeliczając tę wartość na elektrownie PV (o identycznej mocy zainstalowanej) otrzymujemy, równowartość powierzchni równą
2 770 532,16 [km^2] a więc **8,86 razy więcej niż powierzchni Polski**)

24. **Tak naprawdę to potrzeba** wyłączyć z użytkowania grunt pod moc zainstalowaną **1000 MW w elektrownię fotowoltaiczną** o powierzchni równej **264,75 [km^2]**.
(Moc zainstalowana w polskim SE, w roku 2019, była równa **46 299 [MW]**, to przeliczając tę wartość na elektrownie PV (o identycznej mocy zainstalowanej) otrzymujemy, równowartość powierzchni równą **12 257,71 [km^2]**.)

25. Wyłączenie z użytkowania gruntu pod moc zainstalowaną **1000 MW pozostaje bez zmian 53 ha,** czyli **0,53 [km^2]**.
(Moc zainstalowana w polskim SE, w roku 2019, była równa **46 299 [MW]**, to przeliczając tę wartość na elektrownie węglowe (o identycznej mocy zainstalowanej) otrzymujemy, równowartość powierzchni to tylko **24,54 [km^2]**.)

To dopiero jest cała prawda o wyłączeniach gruntu pod wiatraki i elektrownie fotowoltaiczne. Wiatraki = **2 770 532,16 [km^2],** elektrownie fotowoltaiczne = **12 257,71 [km^2]**, elektrownie węglowe = **24,54 [km^2]**.
Robi wrażenie nawet na laiku, prawda?

26. Elektrownie wiatrowe **w miesiącach letnich są zupełnie bezużyteczne,** ponieważ przez połowę tego letniego okresu pracy **pracują z mocą poniżej 10 [%] mocy zainstalowanej**.

27. Elektrownie fotowoltaiczne **w miesiącach zimowych są równie bezużyteczne** ponieważ w okresie listopad-grudzień-styczeń-luty **pracują z mocą od 1 do 10 [%] mocy zainstalowanej**.

28. Elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne - **w szczególności, jeśli w ogóle pracują** - to w zdecydowanej większości tego czasu pracy, **pracują znacznie poniżej 50 [%] mocy zainstalowanej a ten próg przekraczają w niewielu, kilku, kilkunastu dniach w roku, po kilka godzin dziennie**.

29. Elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne - oba te typy elektrowni – ze względu na ich charakter pracy typu „**pracują kiedy chcą i z mocą jaką chcą**" co jest powodowane porą roku, stanem wiatrów, stanem zachmurzenia itp. **zupełnie nie**

nadają się jako podstawowy element systemu elektroenergetycznego.

30. Przypadkowy i nieprzewidywalny charakter pracy elektrownie wiatrowych i fotowoltaicznych, po przekroczeniu pewnego progu ilościowego, **stwarza bardzo poważne problemy regulacji mocy w systemie elektroenergetycznym a nawet jego stabilności**. Niemcy już dawno temu stwierdzili, że ten próg to mniej niż 40 % mocy systemu elektroenergetycznego i nie wolno go przekraczać, bo inaczej **blackouty systemu -** poważna elektroenergetyczna awaria systemowa, która ma charakter nagły i niespodziewany. Wynikiem jest dłuższa przerwa w dostawie energii elektrycznej występująca na dużym obszarze - **będą niemal codziennością** o czym Niemcy, już raz się przekonali.

31. **Magazynowanie energii prosumentów to monstrualne oszustwo, kłamstwo i chwyt taniej bolszewickiej propagandy** a prawdziwy problem z tą „zmagazynowaną", czyli zaksięgowaną na licznikach rozliczeniowych energią, polega na tym, że **może ona być „odebrana"** prawie wyłącznie z dominujących Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) **a więc głównie wielkich elektrowni węglowych**.
Problem polega na tym, że energii nie jest wysyłana przez prosumenta do żadnego zakładu energetycznego celem zmagazynowania, tylko jest wysyłana przez liczniki pomiarowo-rozliczeniowe zakładu energetycznego do wszystkich odbiorców, aktualnie czynnych w systemie elektroenergetycznym PSE S.A. i tam jest zużywana bezpowrotnie.

32. **Do roku 2035 ma nastąpić likwidacja polskiej energetyki węglowej „do gołej ziemi"**, bo jak inaczej nazwać pozostawienie **3 163 [MW]** mocy osiągalnej z węgla, z obecnie istniejącej **31 541 [MW]** i przy prognozach zapotrzebowania na JWCD + nJWCD w A.D. 2035 ocenianych na **39 285 [MW]**.
Pytanie dosłowne – na poziomie dalszej egzystencji Narodu (nie mówiąc o Państwie) – brzmi: skąd rządzący wezmą w roku 2035 brakujące **36 122 [MW]** (= 39 285 [MW] - 3 163 [MW]) jak będą mieli jedynie **3 163 [MW]** mocy elektrycznej osiągalnej z elektrowni węglowych? Nikt o tym nawet się nie zająknie a mrzonki rządowe o wiatrakach i fotowoltaice są niepoważne (co jak sądzę udowodniłem w całej pełni).

33. Z zestawienia prof. A. Zaporowskiego, jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w ilości 1 MWh są równe:
- elektrownie węglowe = **200** zł/MWh,
- elektrownie jądrowe = **360** zł/MWh,
- elektrownie fotowoltaiczne = **630** zł/MWh

34. **Gdyby w elektroenergetyce zawodowej zastąpić pozostałe wyeksploatowane bloki z czasów pierwszej żydokomuny, głównie o mocy 200 MW**, super sprawnymi (sprawność brutto/netto **48,9 % / 45,6 %**) nowymi blokami na parametry nadkrytyczne jak Kozienice 1075 MW - 2017, Bełchatów o mocy 858 MW - 2011, Opole 2x 900 MW - 31 maj 2019 wynika, to **wystarczyłoby ok. 22- 25 mln. ton węgla do wyprodukowania tej samej ilości energii co w roku 2019**, wszak sprawność tych wyeksploatowanych to tylko około **30 %**. Nowy nadkrytyczny blok to przyrost sprawności aż o 52 % w stosunku do starej 200 MW. ((45,6 % – 30 %) / 30 % = 52 %)
Takie są korzyści z budowy nowych, o parametrach nadkrytycznych, bloków węglowych: znaczna redukcja ilości paliwa!
Widać to produkcji ogółem - rok do roku - w roku 2018 = 165 214 [GWh] i w 2019 = 158 767 [GWh]) czyli mniejszej o - **3,9 %**, ale przy spadku zużycia węgla o **7,9 %** - z **39,2 mln t** w 2018 do **36,1 mln t** w 2019.
Nieskorzystanie z tej szansy jaką daje nowoczesna technologia to GŁUPOTA rządzących!

35. W miarę starzenia się instalacji plagą staną się pożary domów połączone z utratą całego majątku. Pożar może wywołać awaria modułu fotowoltaicznego a dokładnie uszkodzenie jednego ogniwa i powstanie jednego hot-spot'a, czyli przegrzewającego się ogniwa w module. Przyczyną pożarów instalacji PV – szczególnie tych domowych – są też błędy w montażu, co wynika z braku elementarnej wiedzy monterów i braku fachowego nadzoru projektowo-budowlanego, nadzoru rozumiejącego zjawiska cieplne np. inżyniera elektryka z uprawnieniami budowlanymi. Fachowcy-monterzy od montażu tych instalacji – często bez żadnego wykształcenia elektrycznego – nigdy wszak nie studiowali termokinetyki (nauka o wymianie ciepła) i **nigdy nie słyszeli np. o zbawiennych skutkach opływu powietrza w rozgrzanych panelach**.

36. **Rząd usilnie chce przekupić górników 60 000 000 000 zł, żeby podciąć fundament całej polskiej energetyki poprzez odcięcie jej zasilania w paliwo**.
„- Jeśli rząd mówi, że w zamian regiony górnicze dostaną 60 mld zł, to powtórzę, że to nie są pieniądze na transformację, ale na własny pogrzeb – mówił Dominik Kolorz."
Źródło: Wprost https://premium.wprost.pl/10363547/gornicy-wyjda-na-ulice-zapadl-na-nas-wyrok-smierci.html
Chcą również zniszczyć życie całego regionu śląskiego, w którym z węgla żyje bezpośrednio nawet do 83 tys. górników (2019 r.) nie mówiąc o ich rodzinach i całym dalszym łańcuchu powiązań. (koszty transformacji rząd oszacował na 280 mld zł, z czego 60 mld zł miałoby trafić na transformację regionów pogórniczych, z czego najwięcej na Górny Śląsk.)
Za te 60 mld zł można wybudować 10 supernowoczesnych, o parametrach nadkrytycznych, bloków węglowych o sprawności 48,9 % / 45,6 % i mocy 1075 [MW] każdy (jak blok 11 w Kozienicach). Bloków które przez kolejne 40 - 50 .. i więcej lat mogłyby produkować niezbędną do życia Polakom energię elektryczną.
Stare, 40 i więcej letnie, wyeksploatowane bloki, **mają sprawność tylko około 30 %** zaś nowy blok o parametrach nadkrytycznych to przyrost sprawności aż o 52 % w stosunku do starych PRL-oskich bloków 200 MW. ((45,6 % – 30 %) / 30 % = 52 %). **To o 52 procent więcej energii z tej samej ilości węgla**. To gigantyczna oszczędność paliwa, która może sprawić, że **zasoby tego surowca zapewnią w Polsce utrzymanie obecnego poziomu wydobycia nie przez 500 lat ale 900 lat!**

37. **Import (zakupy) energii z Niemiec**: wg strony PSE pod nazwą „MAPA KSE" (Rys. 2.1.) saldo wymiany całkowitej (oglądam to od około dwóch lat), przez większość każdej doby, **jest ujemne i jest importowane zwykle od 1 500 do 3 000 MW mocy zapotrzebowanej**. Import ten - co jest ciekawe samo w sobie – jest pokrywany przesyłem głównie z Niemiec.

Patrz „MAPA KSE" która prezentuje planowe i chwilowe przepływy mocy na przekrojach handlowych w tym import 1 490 MW mocy on-line z Niemiec: https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-dobowe-z-pracy-kse
Tak nawiasem, to Niemcy wykorzystują aktualnie w energetyce ok. 57 mln t/a węgla kamiennego (ok. 50% więcej niż Polska) i ok. 185 mln t/a węgla brunatnego a więc trzy razy więcej niż Polska.
Na pokazanej przykładowej mapie rozpływów, zwraca uwagę fakt, że w niedzielę 11 - października - 2020, o 21:07, przy niskim zapotrzebowaniu na moc polskiego SE, bo równym tylko 18 147 MW, importowano aż 2 228 MW w tym 1 490 MW z Niemiec. Z Niemiec, które spalają 4x więcej węgla niż Polska.
Taka jest „polityka" rządu.

38. **Budowa nowych linii przesyłowych z Niemiec**: Informacja z 6 marca 2020: *„Rząd otrzymał potwierdzenie dofinansowania projektu „Budowa linii Mikułowa–Czarna wraz z rozbudową/modernizacją stacji w tym ciągu" ze środków Funduszy Europejskich. Całkowita wartość inwestycji wynosi około 650 mln zł. W ramach projektu wybudowane zostanie 198 km nowych „torów prądowych" oraz zmodernizowanych ok. 33 km istniejącej linii o napięciu 400 kV. Stacja elektroenergetyczna zostanie rozbudowana i zmodernizowana. Realizacja inwestycji* ***stworzy m.in. warunki do zwiększenia możliwości wymiany transgranicznej pomiędzy systemami elektroenergetycznymi Polski i Niemiec. Ponadto inwestycja wpisuje się w koncepcję tzw. sieci inteligentnych (tzw. smart grids)****, co przekłada się na zrównoważony, efektywny rozwój systemu elektroenergetycznego. Tym samym inwestycja przyczynia się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju. – czytamy na stronie serwisu Infrastruktura i Środowisko. Tę strategiczną inwestycję realizują Polskie Sieci Elektroenergetyczne*".
Źródło: https://biznesalert.pl/linie-przesylowe-mikulowa-czarna-pse-energetyka/

Plany rozbudowy sieci zakładają również budowę połączeń energetycznych z innymi krajami. **Jest to kluczowe z punktu widzenia realizacji niemieckiej strategii rozwoju OZE, gdyż eksport energii w okresie wzmożonej produkcji ze słońca i wiatru oraz import w okresie braku produkcji zmniejsza koszty funkcjonowania całego systemu energetycznego**. Obecne plany przewidują budowę lub modernizację dziewięciu połączeń międzysystemowych, **w tym dwóch z Polską (Vierraden–Krajnik do 2020 roku oraz Eisenhüttenstadt–Baczyna po 2030 roku)**.
Źródło: https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2016-10-05/niemcy-coraz-mniej-czasu-na-rozbudowe-sieci-elektroenergetycznej

39. **Koncepcję sieci inteligentnych „smart grids" inaczej jest rozumiana przez Niemców - jako sieci przesyłowe dla wielkich mocy – a inaczej „sprzedawana" Polakom przez Ministerstwo Klimatu jako: „*smart grids wiąże się z rozpowszechnieniem idei tzw. urządzeń Internetu Rzeczy*".**
Letnia i zimowa obciążalność mocowa „smart gids", czyli linii 400 kV wykonanej przewodem AFI-8 525 i zaprojektowanej na maksymalną temperaturę graniczną roboczą +60°C jest równa latem 1210 MW zaś zimą 1690 MW i w porównaniu do linii 220 kV którą można przesłać latem tylko 330 MW zaś zimą 465 MW.
Na tym więc naprawdę, polega koncepcja Ministerstwa Klimatu, jeśli chodzi o tzw. sieci inteligentne zwane nowomodnie „smart grids" i dlatego nie można było tego jasno wyartykułować w ministerialnym projekcie „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku" (PEP 2040).
W projekcie rządowym napisano, że smart girids to, cyt.: „***Rozwój smart grids wiąże się z rozpowszechnieniem idei tzw. urządzeń Internetu Rzeczy****. Wymiana danych między urządzeniami pozwoli także na rozpowszechnianie inteligentnych miast, inteligentnych domów oraz sprawnego działania klastrów energii. W tym celu konieczne będzie stworzenie warunków technicznych, organizacyjnych, prawnych dla funkcjonowania OIRE*."
A tak naprawdę tzw. smart grids to jest sieć bardzo inteligentna, bo jest z punktu widzenia realizacji niemieckiej strategii rozwoju OZE zdolna przesłać do Polski latem 2x 1210 MW zaś zimą 2x 1690 MW (lina dwutorowa).
Można więc przesłać taką jedną linią, **jednocześnie podwójną produkcję najnowszych bloków węglowych w Kozienicach o mocy 1 075 MW i w Bełchatowie o mocy 858 MW, ale się nie prześle, bo energia ma kierunek z Niemiec do Polski**.
Na tym polega inteligencja tych „smart grids" sieci. Trzema dwutorowymi liniami 400 kV mozna będzie przesłać z Niemiec moc 3x (2x 1690 MW) = 10 140 MW.
To zapewne dlatego (patrz pt. 16.3.) Najwyższa Izba Kontroli w grudniu 2019 r. oceniła inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012–2018 jako „*Stwierdzony stan – brak aktualnej polityki energetycznej.*"
To zapewne dlatego Najwyższa Izba Kontroli stwierdziła, że „*Według prognozy PSE na lata 2017–2035 przy scenariuszu modernizacyjnym całkowite zapotrzebowanie na nowe zdolności wytwórcze w perspektywie do 2035 r. wyniesie około 22 GW, a w scenariuszu wycofań nawet około 28 GW.*", ale nie pisnęła ani słówkiem skąd te brakujące moce zostaną uzupełnione.
To zapewne dlatego Najwyższa Izba Kontroli stwierdziła, że projekt rządowy „*Projekt PEP2040 jest mało ambitny.*", ale nie pisnęła ani słówkiem dlaczego jest tak mało ambitny.
Tylko wtajemniczone gremia są poinformowane, że Polacy będą kupować drogą energię z niemieckich wiatraków i po to jest budowana trzecia dwutorowa linia 400 kV na kierunku do Niemiec. Energia będzie z Niemiec! i Polska zostanie uzależniona na poziomi ubezwłasnowolnienia w dziedzinie energetyki po demontażu swoich elektrowni węglowych.
Na tym polega inteligencja tych „smart grids" sieci. Polega na niszczeniu polskiej energetyki i kupowaniu energii u Niemca. Tylko czego się boi Ministerstwo Klimatu, że nie napisało w PEP 2040 prawdy? Że Polacy się dowiedzą i pogonią?
(Wiadomo już też, czemu zablokowano budowę elektrowni „Ostrołęka C" o mocy P_{inst} = 1 000 MW. Wszystko jasne.

40. **I jeszcze na temat magazynowania energii**.
Ministerstwo Klimatu w swoim **projekcie „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku" (PEP 2040)** troszczy się o,

cyt.: „***Pożądany jest także rozwój innych rozwiązań, które umożliwią postęp w zakresie magazynowania energii, zwłaszcza takich, które pozwoliłyby wykorzystać energię z OZE***.” a okazuje się, że to chodzi o Niemcy, które tak oto wyobrażają sobie magazynowanie energii. Mają na myśli oczywiście polski system energetyczny. Cyt. za dokumentem: ROCZNE SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI, WRZESIEŃ 2009 R. – WRZESIEŃ 2010 R., Koordynator europejski PROF. WŁADYSŁAW MIELCZARSKI, PROJEKT LEŻĄCY W INTERESIE EUROPY POŁĄCZENIE ENERGETYCZNE POMIĘDZY POLSKĄ A LITWĄ oraz LINIE ELEKTROENERGETYCZNE POMIĘDZY NIEMCAMI A POLSKĄ, Bruksela, dnia 30 września 2010 r. gdzie zapisano:

„Po pierwszym spotkaniu w Berlinie w maju 2008 r., w Warszawie w październiku 2008 r. miało miejsce drugie spotkanie operatorów systemów przesyłowych Vattenfall Europe Transmission (VET) i PSE-Operator z europejskimi koordynatorami ds. połączeń elektroenergetycznych. ***Dyskusja skupiała się wokół dwóch głównych spraw****:*

● wytwarzania energii wiatrowej w Niemczech i ograniczonych mocy przesyłowych niewystarczających do zaabsorbowania w systemie elektroenergetycznym energii wiatrowej*;*

● wpływu przepływów energii elektrycznej pochodzącej z farm wiatrowych poprzez obecne połączenia elektroenergetyczne z Niemiec do Polski i dalej na południe do systemów elektroenergetycznych Czech i Austrii*.*

Było oczywiste, że obecne połączenia mają ograniczoną przepustowość oraz że konfiguracja systemów elektroenergetycznych zarówno w Polsce, jak i w Niemczech ***nie pozwala na znaczącą wymianę energii elektrycznej pomiędzy tymi dwoma krajami****. Prof. W. Mielczarski* ***wskazał na potrzebę budowy trzeciej linii elektroenergetycznej, która mogłaby połączyć systemy energetyczne Niemiec i Polski w okolicach Berlina i Poznania****.*

Tego typu linia elektroenergetyczna ***będzie miała duży wpływ na możliwość wymiany energii elektrycznej oraz na absorpcję energii pochodzącej z farm wiatrowych umiejscowionych w północnej części Niemiec****.*

Kolejne spotkanie operatorów systemów przesyłowych miało miejsce w Warszawie dnia 3 marca 2009 r. Prof. W. Mielczarski zaproponował wówczas utworzenie spółki PDC jako przedsięwzięcia joint venture dwóch operatorów. Taki podmiot ***miałby na celu przygotowanie planów inwestycyjnych dla trzeciego międzysystemowego połączenia elektroenergetycznego pomiędzy Niemcami i Polską****.”*

Źródło: https://www.cire.pl/pliki/2/2011_power_link_annual_report_2009_2010_pl.pdf

I tak to Polska będzie kupowała „Zieloną Energię” u Niemców **po 0,63 zł/KWh**, (patrz **Rys. 18.12.**), choć może produkować swoją, z węgla, **po 0,07 zł/kWh**. Moja Babcia szlachcianka, o kimś takim, co tak gospodarzył, to mawiała „głowa radziecka”.

41. **Elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne** - oba te typy elektrowni wymagają specjalistycznego serwisu i wyspecjalizowanej konserwacji o czym na razie nie wiedzą naiwni prosumenci zachwyceni tym, że dostali „za darmo” po 5 tys. zł z UNNI. Ale się dowiedzą - jak chałupa się takiemu spali od hot-spota (punkt zapalny - jak to mówi słownik angielsko-polski PWN-OXFORD).

42. A tak na poważnie to największy problem z elektrowniami wiatrowymi i fotowoltaicznymi jest taki, że w wyniku ich pracy powstaje dodatkowy koszt, który wynika stąd, że elektrownie wiatrowe pracują w sposób przerywany. **W przypadku elektrowni wiatrowych rezerwowanie musi być nie mniejsze niż 95 %.** Wadą ich jest bowiem to, że produkcja przez nie energii to proces stochastyczny, czyli tzw. funkcja losowa. Aby skompensować wahania siły wiatru, trzeba zbudować dodatkowo elektrownie wodne pozwalające na szybkie reagowanie – a ich moc powinna wynosić powyżej 90 – 95 % mocy zainstalowanej wiatraków. Jeśli zaś – jak w Polsce – nie ma warunków do budowy hydroelektrowni, to trzeba budować elektrownie gazowe (bo węglowe nie reagują dostatecznie szybko) i importować dla nich gaz... **W przypadku elektrowni fotowoltaicznych rezerwowanie musi być równe 100 %** więc można by rzec – co to za interes? Ano interes. Nazywa się on subsydia. Subsydia dla energetyki wiatrowej to:

- dopłata 240 zł/MWh w ramach zielonego certyfikatu, co przy cenie energii z elektrowni systemowych około 170 zł/MWh daje łączną cenę 410 zł/MWh,
- szczególnie korzystne warunki sprzedaży wytworzonej energii, zgodnie z którymi system energetyczny musi odebrać każdą ilość energii wytwarzanej przez wiatrak,
- brak odpowiedzialności wobec odbiorców za niedostarczanie energii gdy nie wieje wiatr – o rezerwy musi troszczyć się system energetyczny. System musi pokrywać też wszelkie koszty budowy elektrowni rezerwowych i ich pracy na biegu jałowym,
- zasiłki finansowe na budową wiatraków, które w 2009 r. polegają na niskooprocentowanym kredycie (6 proc.), udzielanym przez NFOŚiGW na 15 lat, który może być częściowo umorzony (do 50 proc.).

Korzyści dla deweloperów są tak wielkie, Że do kwietnia 2009 r. złożyli oni wnioski o przyłączenie do sieci wiatraków o łącznej mocy 50 000 MW, a we wrześniu liczba ta wzrosła to 76 000 MW. Mimo wysokich kosztów inwestycyjnych system dopłat wprowadzony w Polsce jest tak korzystny dla deweloperów wiatraków, Że nawet bez dotacji na inwestycję okres zwrotu analizowanej inwestycji to 8 lat od momentu zakończenia inwestycji. (wg "ASPEKTY EKONOMICZNE ROZWOJU ENERGETYKI JĄDROWEJ", autor: Andrzej Strupczewski, Instytut Energii Atomowej POLATOM)

43. Na koniec należy stwierdzić, że **nie ma oczywiście nic złego w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych**. Ta technologia będzie z całą pewnością rozwijana i być może kiedyś - na szerszą skalę - zastosowana w energetyce. **Jest tylko jeden warunek**: wdrażanie tych systemów do energetyki, powinno się odbywać na drodze prywatnych inwestycji, bez jakiegokolwiek mieszania się państwa ze swoimi subsydiami i subwencjami, które niczego nie rozwiązują a jedynie zniekształcają i wypaczają gospodarkę i zdrową ekonomię, opartą na kalkulacji zysk-strata każdego z potencjalnych inwestorów.

Reszta tych zielono-ładowych idiotyzmów w tekście opracowania.

.

22. Zakończenie

Jako patentowy elektryk, po Wydz. Elektrycznym Politechniki Warszawskiej, z 35 letnim doświadczeniem zawodowym, stwierdzam, że **nie ma oczywiście nic złego w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych**. Ta technologia będzie z całą pewnością rozwijana i stosowana w energetyce.

Jest tylko jeden warunek: **wdrażanie tych systemów do energetyki, powinno się odbywać na drodze prywatnych inwestycji, bez jakiegokolwiek mieszania się państwa ze swoimi subsydiami, które niczego nie rozwiązują a jedynie zniekształcają i wypaczają zdrową ekonomię, opartą na kalkulacji każdego z potencjalnych inwestorów**.

Widać jak na dłoni jakie zakłócenia wprowadza „państwo" (tak naprawdę ignorantów zajmujących wysokie i wysokopłatne stanowiska), zakłócenia, **aż do lekkomyślnej (agenturalnej?) likwidacji polskiej energetyki węglowej w A.D. 2035, kiedy to ma pozostać w polskich elektrowniach węglowych JWCD jedynie 3 163 [MW] mocy osiągalnej**.

Wiatraki i PV to w tej chwili czysta ideologia - i jak każda ideologia - opiera się na kłamstwie i bez kłamstwa nie może się obejść.

Konfederacjo – która jako jedna myśląca o Polakach i Polsce grupa posłów w Sejmie – **spróbuj zatrzymać to szaleństwo**.

W tym moim opracowaniu przekazuję Wam całą wiedzę (w przystępnej formie, nawet dla czytelnika niezorientowanego w sprawach energetyki) potrzebną Posłowi.
Opracowanie to stanowi pomoc, która wystarczy do zajęcia się na poważnie sprawy likwidacji do „gołej ziemi" polskiej energetyki węglowej.

Piszę „do gołej ziemi", bo jak inaczej nazwać pozostawienie 3 163 [MW] mocy osiągalnej z obecnie istniejącej 31 541 [MW] i przy prognozach zapotrzebowania na JWCD + nJWCD w A.D. 2035 ocenianych na 39 285 [MW].

Pytanie – na poziomie, dosłownie, dalszej egzystencji Narodu (nie mówiąc o Państwie) – brzmi: skąd rządzący wezmą w roku 2035 brakujące 39 285 [MW] - 3 163 [MW] = **36 122 [MW]** jak będą mieli jedynie **3 163 [MW]** mocy elektrycznej osiągalnej z elektrowni węglowych?

Tak nawiasem, to mające pozostać w 2035 r. te **3 163 [MW]**, to tylko połowa mocy oddanej do eksploatacji w latach 2008-2019 (po zastoju inwestycyjnym na przełomie wieków). Supernowoczesne bloki na parametry nadkrytyczne w Elektrowniach: Pątnów (460 MW), Łagisza (460 MW) i Bełchatów (858 MW), a także inwestycje w Elektrowniach: Kozienice, Opole, Jaworzno III (bloki na węgiel kamienny klasy 900-1000 MW), Turów (blok 450 MW na węgiel brunatny), a także bloki gazowo-parowe w Elektrociepłowniach: Stalowa Wola (460 MW), Włocławek (460 MW), Płock (596 MW), Gorzów (138 MW) i Toruń (100 MW) o łącznej mocy ok. **5 800 [MW]**. To połowa z nich zostanie też zlikwidowana z powodu klątwy BAT aby było te **3 163 [MW]**?

Czy coś tu przeoczyłem, czy to też jakiś sabotaż żeby likwidować elektrownię w wieku 15 – 20 lat skoro jeszcze doskonale pracują 40 i więcej-letnie elektrownie zbudowane za pierwszej żydokomuny (PRL)?

Z klastrów i spółdzielni energetycznych Michała Kurtyki [przypis*] uzupełnią brakujące w bilansie 36 122 MW?

W najnowszym - przedstawionym publicznie rządowym planie PEP 40 - de facto w 2030 roku, w Polsce, mają zostać dwie-trzy kopalnie energetycznego węgla kamiennego. 7 września 2020 minister klimatu Michał Kurtyka przedstawił dziennikarzom prezentację opisującą projekt Polityki Energetycznej Państwa. „Tworzymy drugi, równoległy system energetyczny" – mówił minister Kurtyka.
Te jego klastry i spółdzielnie energetyczne to już nawet nie kamieni kupa ...

> Tak nawiasem, to spółdzielnie zrobił Polakom już Żyd, Hilary Minc – patrz jego słynne przemówienie na Kongresie Spółdzielczym w Lublinie 25 listopada 1944 roku – demontując prywatną polską gospodarkę. Jednak ten Minister Klimatu to jeszcze przebija Minca tymi swoimi klastrami i spółdzielniami. W 1944 było straszno a teraz i straszno i śmieszno.
> Jest to więc nowa edycja „bitwy o handel", która zostanie nazwana „bitwą o węgiel i energetykę", i podobnie jak po tamtej „bitwie o handel" z lat 1947 – 49, kiedy to liczba przedsiębiorstw prywatnych zmalała w handlu detalicznym ze 131 tys. w 1947 do 58 tys. w 1949 roku, a w handlu hurtowym z 3,3 tys. do 1,1 tys. pozostanie Polakom jedynie **3 163 MW mocy osiągalnej z elektrowni węglowych, przy obecnie istniejącej mocy równej 31 541 [MW]**.

Wg planu ministra klimatu PEP 40, moc cieplna osiągalna zmaleje z 36 122 [MW] do 3 163 [MW] mocy cieplnej osiągalnej i co dalej?.

I będzie tak, jak to zwykle bywa u komunistów: głód, nędza i płacz całego narodu w imię, tym razem nie ideologii „walki klas" tylko ideologii Gender i „Zielonego Ładu".

Oni już zwariowali - co widać. **Chcą przekupić 83 tys. górników 60 000 000 000 zł, żeby bezprecedensowo zniszczyć całą energetykę, poprzez uderzenie w to, co najważniejsze: podstawy zasilania w paliwo najbardziej efektywnych elektrowni węglowych** (sprawność brutto/netto **48,9 % / 45,6 %**).

Chcą zniszczyć życie całego regionu śląskiego, w którym z węgla żyje nawet tylko 83 tys. górników i tysiące innych ludzi pracujących na rzecz górnictwa nie mówiąc o kilkuset tysiącach ich członków rodzin.
(Rząd koszty transformacji oszacował na 280 mld zł, z czego 60 mld zł miałoby trafić na transformację regionów pogórniczych, z czego najwięcej na Górny Śląsk. Dadzą górnikowi 723 000 zł a tej reszcie nic? I co dalej?)

Za te pieniądze - 60 mld zł - można wybudować 10 supernowoczesnych bloków węglowych o sprawności 48,9 % / 45,6 % i mocy po 1075 [MW] każdy (jak blok 11 w Kozienicach), które przez 40 i więcej lat będą produkować niezbędną do życia Polakom tanią i stabilną energię.

Trzeba powstrzymać ten obłęd genderowego „Zielonego Ładu". Ludzkość już miała takie okresy „wielkiego zaczadzenia umysłów" jak choćby „Wielka Rewolucja Francuska" czy „Wielka Rewolucja Październikowa", więc to nic nowego.
Trzeba tylko to powstrzymać póki nie jest za późno!

Wielce Czcigodni Posłowie Konfederacji – rozpropagujcie to moje Opracowanie poprzez Kluby Konfederacji, poprzez jej zwolenników, do wszystkich Polaków, którzy dysponują pocztą e-mail a w przyszłych wyborach będziecie dominowali w Sejmie i w końcu będziecie mogli mieć wpływ na Polskę, która tak bardzo potrzebuje Mądrego Gospodarza.

Można też sobie łatwo wyobrazić wściekłość i frustrację około 1 000 000 prosumentów - do jakiej to ilości dąży rząd - jak za kilka lat, tenże rząd, zmuszony żądaniami operatorów sieci, którym wzrośnie w gniazdkach domowych odbiorców napięcie z 230 V do 300 V i więcej, wymusi na Ustawodawcy **odstąpienie od nie-naliczania prosumentom opłat za wprowadzaną do sieci energię bierną pojemnościową** w cenie 0,54 zł/kvarh + 23% VAT.
(Tu przykłada prosumenta podnoszącego napięcie w sieci operatora do 270 V w 43 s nagrania: https://www.youtube.com/watch?v=JLwRx_XDrlQ

> Z wolumenu energii jaką produkują prosumenci to nawet nie spłacą kredytu po cenie jaką im proponowano w 2015 r. *„Nadwyżki energii wyprodukowanej w dofinansowanej instalacji będzie można sprzedawać* ***po cenie ok. 16-17 gr/kWh*** *(80% ceny rynkowej)"*.
> Ilość energii jaką produkuje 1 kW mocy zainstalowanej PV na podstawie rzeczywistych danych PSE – patrz dane z Tab. 1. - to 827,08 kWh/rok o wartości rynkowej 827,08 kWh x 0,16 gr = 132,33 zł/1 kW mocy zainstalowanej PV a 5 kW elektrownia PV która kosztuje 30 000 zł netto przynosi w tym przypadku zysk 661,66 zł rocznie i zwróci się po 45 latach i trzech miesiącach.

Po cenach sprzedaży dla indywidualnego odbiorcy 0,2762 zł/kWh netto ma to wartość 228,44 zł netto. Tak więc 5 kW elektrownia PV która kosztuje 30 000 zł netto przynosi zysk 1142,20 zł rocznie i zwróci się po 26 latach i trzech miesiącach a nie po 7 latach. **Nie wspominam tu o innych kosztach eksploatacyjnych, bo i tak jest żałośnie z tą opłacalnością**.

Wściekły i sfrustrowany 1 000 000 (jeden milion) prosumentów, produkujący wg Ministerstwa Klimatu, ze swoich 5 kW instalacji o łącznej mocy około 8 000 MW, wolumen roczny energii czynnej równy:
E_{roczna} = 827,08 kWh / kW x 8 000 000 kW = 6 616 640 000 kWh
a do tego wprowadzi energię bierną pojemnościową do sieci (około 25 % czynnej) w cenie 0,49 zł/kvarh + 23% VAT zmuszony do zapłaty kar w wysokości:
810 538 400 zł + 186 423 832 zł (VAT) = 996 962 232 zł rocznie (około ~1 000 zł / prosumenta)
sprawi, że Konfederacji może przybyć z miesiąca na miesiąc nawet 3 – 4 mln. wyborców **jeśli odpowiednio wcześniej zajmie się tym problemem genderowego „Zielonego Ładu"**.

> (Na potwierdzenie tych szacunków patrz w pt. 8.1. tego opracowania rozdział: „Problem mocy biernej o charakterze pojemnościowym w systemach fotowoltaicznych - przykłady."
> Jest tam przykład prosumenta, który wprowadził do sieci więcej energii biernej pojemnościowej niż wyprodukował czynnej w swojej 40 kW instalacji, tak, że średnia cena brutto za pobraną różnicę wyszła mu = **5,87 zł/kWh** więc moje założenie na poziomie około 25 % czynnej jest z ze wszech miar uzasadnione. Tak nawiasem, jakby ten prosument zmienił moc zamówioną na 39 kW to nie zapłaciłby żadnej kary a tak za maj i czerwiec poniósł dodatkowy olbrzymi koszt za wprowadzenie do sieci energii biernej pojemnościowej równy **7982,71 zł**).

Należy skorzystać z okazji skoro tak lekkomyślnie zachowują się rządzący.

Już Henryk Sienkiewicz pisał o analogicznej sytuacji: „Trąby grały larum, by kto żyw, chronił się do miasta, **lecz oni nie słyszeli tych głosów lub nie chcieli na nie zważać**."

Konfederacjo – Larum grają! Ratujcie Naród Polski i Państwo Polskie przed tym szaleństwem, które wkracza w zasadnicza fazę realizacji!

Konkludując, można stwierdzić, że po tych rządach PiSu, po likwidacji kopalń i energetyki węglowej do gołej ziemi, Polska zostanie z wiatrakami, panelami słonecznymi, klastrami i spółdzielniami energetycznymi jak Jan Himilsbach z angielskim, po tym jak miał zagrać u Stevena Spielberga, cyt.: "Taaaaa, ja się nauczę, oni zrezygnują i zostanę z tym angielskim jak ten chuj!".

Autor: mgr inż. Marek Zadrożniak. Jestem mgr inż. elektrykiem, po studiach dziennych na Politechnice Warszawskiej, praca mag./obrona 4,5/5,0.

Przypis* - Michał Kurtyka - Minister Klimatu

Już Lenin mówił, że najważniejsze są „KADRY"! „Zaufanie jest dobre, ale kontrola jeszcze lepsza." - też Lenin. Więc kontrolujemy kadry.

*„Jest **absolwentem prestiżowej paryskiej uczelni Ecole Polytechnique** i **stypendystą w zakresie optyki kwantowej, znajdującego się pod Waszyngtonem (DC) National Institute of Standards and Technologies**, gdzie **pracował pod przewodnictwem laureata nagrody Nobla z fizyki Williama D. Phillips'a.** W trakcie studiów **specjalizował się również w ekonomii, ze szczególnym uwzględnieniem organizacji rynku pod przewodnictwem profesora Jean Tirole, laureata nagrody Nobla z ekonomii w 2014 r.** W obszarze ekonomii międzynarodowej **studiował na uniwersytecie w Louvain La Neuve** oraz **uzyskał tytuł magistra w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie**. Pracę doktorską obronił na Uniwersytecie Warszawskim. Był wykładowcą w zakresie zarządzania zmianą, ekonomii, organizacji rynku i strategii przemysłowej na Uniwersytecie Warszawskim, Collegium Civitas oraz Oxford Programme On Modern Poland. Jest współautorem koncepcji prowadzenia skutecznych zmian w przedsiębiorstwie, opisanej w książce „Zarządzanie zmianą. Od strategii do działania", jak również autorem książki „Od restrukturyzacji do modernizacji. Opóźniona transformacja polskiego sektora elektroenergetycznego w latach 1990-2009".*

Karierę zawodową rozpoczął w Urzędzie Komitetu Integracji Europejskiej, w zespole ministra Jana Kułakowskiego, odpowiedzialnego za prowadzenie negocjacji akcesyjnych z Unią Europejską, gdzie prowadził zespół analityczny i odpowiadał bezpośrednio za obszar energetyki oraz transportu. Następnie prowadził modernizację wielu polskich firm, w których wspierał dostosowanie do wyzwań europejskiego i globalnego rynku. Był promotorem europejskiej współpracy w zakresie zmian przemysłowych i dostosowania przemysłu w Europie do wyzwań globalizacji m.in. w ramach Europejskiego Uniwersytetu Pracy oraz Fundacji Dublińskiej.

***Jest autorem rządowego programu rozwoju elektromobilności w Polsce**, opisanego po raz pierwszy jako koncepcja w książce, napisanej w latach 2013-2015 wspólnie z prof. Leszkiem Jesieniem, „New Electricity and New Cars".*

Od 1 stycznia 2016 r. sekretarz stanu w Ministerstwie Energii, gdzie był bezpośrednio odpowiedzialny za rozwój technologiczny oraz wprowadzanie innowacji do sektora energii, realizację polityki klimatycznej i energetycznej w sektorze paliwowo-gazowym, prowadzenie relacji międzynarodowych z państwami oraz organizacjami międzynarodowymi. Do jego obowiązków należało również nadzorowanie udziału państwa w największych polskich przedsiębiorstwach energetycznych w sektorze naftowym i gazowym, takich jak Orlen, Lotos i PGNiG. Był pomysłodawcą „Planu Rozwoju Elektromobilności", a następnie pilotował tworzenie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, dzięki której te formy transportu będą mogły się dynamicznie rozwijać.

27 kwietnia 2018 r. powołany na stanowisko Pełnomocnika ds. Prezydencji COP 24. Od 2 grudnia 2018 r. przewodniczył negocjacjom podczas Szczytu Klimatycznego COP24 w Katowicach, w ramach którego przyjęty został Katowicki Pakiet Klimatyczny (Katowice Rulebook), określający wytyczne do działania i operacjonalizacji Porozumienia paryskiego.

Od lipca 2018 r. pełnił funkcję sekretarza stanu w Ministerstwie Środowiska.

15 listopada 2019 r. powołany na stanowisko ministra w nowo utworzonym Ministerstwie Klimatu."

Źródło: https://www.gov.pl/web/klimat/minister-michal-kurtyka

A ja się zapytam, gdzie w tym pięknym życiorysie są daty – początkowa i końcowa?

W innym źródle czytamy:

*„Jestem absolwentem École Polytechnique w Palaiseau (**rocznik 1994**). Studiowałem dwie specjalizacje (ekonomię przemysłową i fizykę), które pozwoliły mi na podjęcie współpracy z naukowcami stojącymi na czele swoich dziedzin: Jean Tirole (laureat nagrody Nobla w dziedzinie ekonomii w 2014 roku) oraz Williams Phillips (laureat nagrody Nobla w dziedzinie fizyki w roku 1997), u którego miałem okazję zrealizować trzymiesięczny staż.*
***Do Francji przyjechałem będąc w drugiej klasie liceum** i nie znając języka francuskiego. Pamiętam, że podczas moich pierwszych zajęć, rozumiałem jedynie dwa słowa:Bonjour oraz Baudelaire! Rok później zdawałem we Francji egzamin maturalny i myślałem, że wrócę następnie do Polski, żeby studiować fizykę. Moi nauczyciele zachęcili mnie jednak do wzięcia udziału w rekrutacji do klas przygotowawczych (fr: classes préparatoires). Zaowocowało to przyjęciem mnie do Liceum Louis le Grand w Parisou, gdzie ukończyłem kierunek Maths sup-Maths spé uświadomiając sobie jednocześnie wysoki poziom nauczania w klasach przygotowawczych. Następnie po zdaniu egzaminu wstępnego zostałem przyjęty do École Polytechnique w Palaiseau. École polytechnique jest wielodyscyplinarną uczelnią uczącą otwartości. Umożliwia jednocześnie rozwijanie zainteresowań w kierunku bardzo precyzyjnych zagadnień dotyczących nauk podstawowych, ale również ewolucji świata, historii, filozofii, itp. Po ukończeniu studiów w École Polytechnique, wróciłem do Polski na studia w Szkole Głównej Handlowej (SGH) w Warszawie. Studia magisterskie zrobił w Szkole Głównej Handlowej (dawny SGPiS) w Warszawie."*

A w jeszcze innym źródle czytamy:

„Michał Kurtyka (ur. ***20 lipca 1973*** *w Krakowie) – ekspert rynku energetycznego, menedżer, polityk. Uczestnik negocjacji akcesyjnych z Unią Europejską (****1998 – 2000****). Absolwent paryskiej Ecole Polytechnique (****1996****) oraz Szkoły Głównej Handlowej (****1998****).”*
W ***2012*** *uzyskał stopień doktora nauk ekonomicznych na Wydziale Nauk Ekonomicznych Uniwersytetu Warszawskiego*

Rozumie ktoś coś z tego, bo ja nic nie rozumiem, z powodu braku dat.
Np z powodu początkowej i końcowej daty skończenia kolejnych uczelni. Tę paryską Ecole Polytechnique to skończył w 1996 a był École Polytechnique w Palaiseau rocznik 1994 więc ta wyjątkowa szkoła o cechach typu: *„To jest wyjątkowa metoda nauczania na świecie, która procentuje w trakcie całego życia.”* **to trwała raptem 2 lata**?

Politechnika w 2 lata i jeszcze trzymiesięczny staż u noblisty który w tym czasie nie był żadnym noblistą? Późniejszego noblisty, trzeba zaznaczyć.
I jeszcze jak sam napisał w ministerialnym życiorysie, na stronie rządowej *„Studiowałem dwie specjalizacje (ekonomię przemysłową i fizykę), które pozwoliły mi na podjęcie współpracy z naukowcami stojącymi na czele swoich dziedzin: Jean Tirole (laureat nagrody Nobla w dziedzinie ekonomii w 2014 roku) oraz Williams Phillips (laureat nagrody Nobla w dziedzinie fizyki w roku 1997), u którego miałem okazję zrealizować trzymiesięczny staż.”.*

Wyjasnieniem może być informacja z Wikipedii: *„Uczelnia jest* ***znana we Francji przede wszystkim ze swojego trzyletniego programu Ingénieur Polytechnicien****, do którego selekcjonują najlepszych studentów kończących classes préparatoires trwających 2 lata. Z tego względu,* ***uczestnicy tego programu zaczynają od zajęć na poziomie trzeciego roku licencjatu i kończą z dyplomem magistra inżyniera****[2].”.* źródło: https://pl.wikipedia.org/wiki/%C3%89cole_polytechnique

Bez dat nie ma życiorysu. Są za to daty laureatów nagród Nobla kiedy to otrzymali – tylko po co dociekać? Wszystko jasne.
Ktoś tu kogoś robi w ....
Tyle.

I byłby to koniec, gdybym nie trafił na powiązany z ministrem Michałem Kurtyką raport pt. „Energetyka jądrowa dla Polski", Instytut Sobieskiego.
Autorzy raportu to: Paweł Gajda, Wojciech Gałosz, Urszula Kuczyńska, Anna Przybyszewska, Adam Rajewski, Łukasz Sawicki. Raport zaczyna się wielkoformatowym zdjęciem ministra które przytaczam i jego wstępniakiem do Raportu z którego dowiadujemy się dlaczego zostanie zniszczona polska energetyka węglowa w imię obcych celów, ale zniszczona w „działaniu odpowiedzialnym", cyt.:

*„****Chcąc działać odpowiedzialnie, ale także chcąc realizować cele zawarte w światowych i europejskich politykach klimatycznych****, musimy przestawić naszą gospodarkę i energetykę na czyste źródła wytwarzania opierając ja na dwóch głównych filarach – odnawialnych źródłach energii oraz bezemisyjnej energetyce jądrowej.”*

„Elektrownie jądrowe wytwarzają czystą energię przez cały czas, niezależnie od warunków pogodowych. ***Paliwo jądrowe ładuje się do reaktora raz na półtora roku i można zgromadzić jego zapasy na terenie elektrowni nawet na kilkanaście lat****.”*

Jest to naprawdę zajebista myśl męża stanu. Nie mając kilkudziesięciu miliardów zł na budowę elektrowni jądrowej, proponuje on zakup i składowanie kilkunastu – niech tylko w ciągu 15 lat 30 wsadów paliwa do reaktora – ***na terenie elektrowni.***

„Z dużym zainteresowaniem przeczytałem niniejszy raport i bardzo dziękuję autorom za podjęty trud przedstawienia tak wielu zagadnień związanych z energią jądrową w tak kompleksowym ujęciu.
Serdecznie zachęcam Państwa do lektury. Zapewniam, że będzie to dobrze spożytkowany czas.”

I ostatni cytat z Raportu słów Ministra Klimatu i Środowiska Michała Kurtyki:
„Z dużym zainteresowaniem przeczytałem niniejszy raport i bardzo dziękuję autorom za ***podjęty trud przedstawienia tak wielu zagadnień związanych z energią jądrową w tak kompleksowym ujęciu****. Raport omawia zarówno kwestie ekonomiczne i społeczne, jak też dotyka niezwykle istotnych kwestii bezpieczeństwa i wpływu na środowisko. Wiedza na temat energetyki jądrowej jest kluczowa dla zrozumienia istoty tego źródła w systemie elektroenergetycznym oraz rozwianiu związanych z nią obaw. Wierzę, że* ***niniejsza publikacja będzie istotnym wkładem w przekazywaniu tej wiedzy i zwiększaniu społecznej świadomości dotyczącej energetyki jądrowej****.*
Serdecznie zachęcam Państwa do lektury. ***Zapewniam, że będzie to dobrze spożytkowany czas****.”*

No to zachęcony słowami Ministra Klimatu i Środowiska, Michała Kurtyki, przystępuję do lektury tego dzieła aż 6 autorów.

Na początek, weźmy jakże interesującą przedmowę prof. dr. hab. Szymona Malinowskiego – fizyka atmosfery i popularyzatora wiedzy na temat zmian klimatu, z której cytuję fragment z tego bełkotu:

„Pozwolę sobie zacząć od zacytowania najważniejszych ustaleń nauki, podsumowanych w najnowszych Raportach Międzyrządowego Panelu do spraw Zmiany Klimatu, ***szczególnie w Specjalnym Raporcie IPCC dotyczącym ograniczenia globalnego ocieplenia klimatu o 1,5°C z roku 2018****, dodając skrótowe podsumowania wielu ważnych wniosków:*

*Szacuje się, że **działalność ludzka spowodowała globalne ocieplenie o około 1,0°C** powyżej poziomu sprzed epoki przemysłowej... Jeśli globalne ocieplenie będzie nadal postępowało w obecnym tempie, **prawdopodobnie osiągnie 1,5°C między 2030 a 2052 r**.*



Zdjęcie z 6 strony Raportu „Energetyka jądrowa dla Polski", Instytut Sobieskiego, autorzy: Paweł Gajda, Wojciech Gałosz, Urszula Kuczyńska, Anna Przybyszewska, Adam Rajewski, Łukasz Sawicki.
(**Zachowano taki sam rozmiar zdjęcia jak w materiale źródłowym!**).

Trwające od epoki przedprzemysłowej do chwili obecnej ocieplenie, będące skutkiem emisji antropogenicznych,

będzie zachodzić dalej przez stulecia a nawet tysiąclecia, a jego skutkiem będą dalsze długoterminowe zmiany w systemie klimatycznym, takie jak podnoszenie się poziomu morza i wynikające z niego konsekwencje.
Zagrożenia klimatyczne dla środowiska naturalnego i systemów antropogenicznych są w przypadku globalnego ocieplenia o 1,5°C wyższe niż obecnie, ale niższe niż przy ociepleniu o 2°C*. Zagrożenia te zależą od wielkości i tempa ocieplenia, położenia geograficznego, poziomu rozwoju i podatności na zagrożenia, a także od wyboru i wdrożenia działań adaptacyjnych oraz opcji mitygacyjnych.*
Przewiduje się, że każdy wzrost ocieplenia ponad 1,5°C będzie powodować nieproporcjonalny do przyrostu temperatury wzrost negatywnych skutków ocieplenia*. Jeśli idzie o możliwości adaptacji do postępującej zmiany klimatu Raport IPCC donosi:*
Granice zdolności adaptacyjnych można osiągnąć już przy ociepleniu o 1,5°C, a przy wyższych poziomach ocieplenia konsekwencje, zróżnicowane dla różnych sektorów i miejsc, będą wyraźniejsze zależnie od wrażliwości regionów, ekosystemów i zdrowia ludzkiego*.”*

(Koniec cytatu z przedmowy prof. dr. hab. Szymona Malinowskiego).

A tu fragment bełkotu z samego Raportu:

„Ograniczenie globalnego ocieplenia wymaga ograniczenia globalnych skumulowanych antropogenicznych emisji CO_2 obejmujących okres od epoki przedprzemysłowej, tj. pozostania w granicach całkowitego budżetu węglowego.
Scenariusze ograniczające globalne ocieplenie do 1,5°C (...) wymagają szybkich i daleko idących transformacji w obszarach energii, wykorzystania terenu, miast i infrastruktury (w tym transportu i budynków) oraz systemów przemysłowych*. Transformacje systemów są bezprecedensowe pod względem skali, choć niekoniecznie pod względem szybkości, i są związane ze znacznym ograniczeniem emisji we wszystkich sektorach, szerokim pakietem działań mitygacyjnych oraz znacznym wzrostem inwestycji w odpowiednich obszarach.*
Opcje mitygacji adekwatne dla scenariuszy 1,5°C wiążą się z wieloma synergiami i kompromisami względem celów zrównoważonego rozwoju*. Podczas gdy całkowita liczba możliwych synergii przekracza liczbę kompromisów, ich efekt netto będzie zależał od tempa i skali zmian, składu portfela działań mitygacyjnych oraz zarządzania transformacją.*
Energia jądrowa (EJ) zwiększa swój udział w większości scenariuszy 1,5°C (…), choć w niektórych scenariuszach zarówno moc zainstalowana w elektrowniach jądrowych jak i udział EJ w produkcji energii maleją*. W wielu scenariuszach i modelach rola energii jądrowej jest znacząco różna. Jedną z przyczyn tych różnic jest zależność przyszłego wykorzystania elektrowni jądrowych od ograniczeń związanych z preferencjami społecznymi przyjętymi w narracjach.*
Co z tych doniesień nauki jest ważne dla nas i dla naszego kraju? Nasza energetyka charakteryzuje się jedną z najwyższych emisyjności w Europie i na świecie. ***Musimy podjąć szybki, zdecydowany i konsekwentny wysiłek dla dekarbonizacji energetyki i całej gospodarki.*** *Dekarbonizacji, to znaczy zaprzestania spalania węgla zawartego w paliwach kopalnych (węgiel kamienny i brunatny, ropa naftowa i pochodne paliwa oraz* ***gaz ziemny****), a także węgla zawartego w biomasie. To ostatnie jest krytycznie ważne w świetle ostatniego raportu Miedzyrządowej Naukowo-Politycznej Platformy o Bioróżnorodności i Usługach Ekosystemowych (****IPBES*** *) o zagrożeniu utratą bioróżnorodności****.****”*

IPBES to:
“The Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services - Międzyrządowa platforma naukowo-polityczna ds. Różnorodności biologicznej i usług ekosystemowych jest organizacją międzyrządową utworzoną w celu poprawy powiązań między nauką a polityką w kwestiach różnorodności biologicznej i usług ekosystemowych. Ma on pełnić podobną rolę jak Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu.”
– można by rzec – kompletni pomyleńcy.

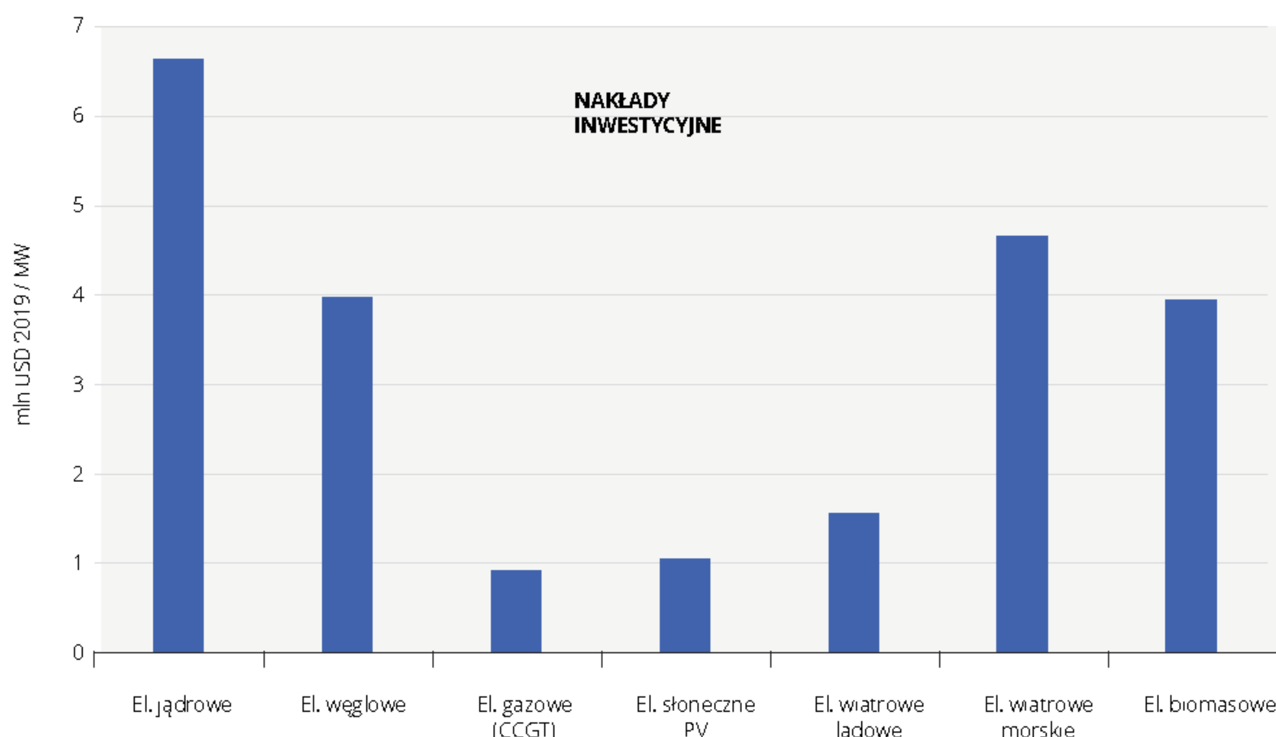
A tu fragment bełkotu z samego Raportu, ale „**na wesoło**”:

*„****Wpływ elektrowni jądrowych na turystykę***
Obecność elektrowni jądrowej w atrakcyjnym turystycznie regionie nie zmniejsza jego atrakcyjności, może ją nawet podnieść*. Jest to widoczne na przykładach elektrowni jądrowej Tihange w Belgii, położonej w pobliżu zabytkowego miasteczka Huy, i czeskiej elektrowni Temelin, usytuowanej w regionie o wysokich walorach historycznych i przyrodniczych. (więcej na temat wpływu elektrowni jądrowej na gospodarkę w rozdziale 6)*

Współpraca ze społecznością lokalną i zaangażowanie w życie tej społeczności
Wspieranie przez operatora elektrowni projektów realizowanych przez samorządy oraz inicjatyw, z jakimi wychodzą społeczności, to istotna część funkcjonowania elektrowni jądrowych w otoczeniu społecznym. Ważne jest jednak również ***stworzenie kanałów komunikacji, które dają społeczności wgląd w życie i funkcjonowanie obiektu, podnosząc jej poczucie sprawczości i bezpieczeństwa****.”*
Koniec cytatu.

Prawda, że zabawne? Społeczność poczuje się bezpieczniej z reaktorem za miedzą tuż za chałupą.
I pewnie dlatego tak podobał się ten „Raport” ministrowi Kurtyce.

Jak bezczelnie ten Raport manipuluje liczbami to świadczy rys. 12 ze strony 41:



Rys. 22.1. Z Raportu przywołany, cyt.: *RYS. 12. Średnie nakłady inwestycyjne (CAPEX) dla różnych źródeł energii w mln USD dla roku 2019 (warunki amerykańskie).* **Nie odnaleziono w Internecie podawanego źródła tego rysinku**: *National Renewable Energy Laboratory, NREL. Annual Technology Baseline. U.S. Department of Energy,2019.*

Koszt budowy mocy zainstalowanej w przypadku elektrowni węglowych zawyżono o 400 % patrz **Rys. 2.2.** Przykładowe kontrakty na budowę nowych bloków węglowych. Źródło:
https://www.senat.gov.pl/gfx/senat/userfiles/_public/k9/komisje/2019/kgni/materialy/bujalski_technologie.pdf

Jeśli chodzi o węgiel kamienny to w Polsce koszt 1 [W] mocy zainstalowanej nie sięga nawet 5 zł/W. Jest to 4,70 – 4,90 zł / W mocy zainstalowanej. **Bloki węglowe (na węgiel kamienny) są to najtańsze, najbardziej sprawne i najbardziej trwałe jednostki wytwórcze i nie kosztują w budowie 4$ / W (około 16 zł) tylko niecałe 5 zł/ W mocy zainstalowanej.**

Spójrzmy więc, kto też dopuszcza się takiej manipulacji. Już Lenin nam mówił, że „najważniejsze są kadry". Powiadał też, że „Zaufanie jest dobre, ale kontrola jeszcze lepsza." Tak więc kontrolujemy kadry. Oto fragmenty z samo-prezentacji 6 autorów „raportu":

Paweł Gajda / pawel.gajda@ize.org.pl
Absolwent studiów magisterskich na Międzywydziałowej Szkole Energetyki AGH w Krakowie **oraz studiów doktoranckich na Wydziale Energetyki i Paliw AGH, gdzie obecnie pracuje jako adiunkt w Katedrze Zrównoważonego Rozwoju Energetycznego.**

> (- *Uchwałą Senatu AGH nr 87/2003 z dnia 30 kwietnia **2003** r. utworzono pozawydziałową jednostkę organizacyjną Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie o nazwie Międzywydziałowa Szkoła Energetyki.*
> - *Senat AGH, na posiedzeniu w dniu 4 marca **2009** r., uchwałą nr 30, pozytywnie zaopiniował zniesienie z dniem 30 września 2009 r. Międzywydziałowej Szkoły Energetyki.*)

Wojciech Gałosz / wojciech.galosz@gmail.com
Aktywista klimatyczny, przyrodnik, specjalista w zakresie ochrony środowiska od lat zajmujący się zagadnieniami oddziaływania przedsięwzięć na środowisko. Autor i współautor licznych Raportów Oceny Oddziaływania na Środowisko, w tym z zakresu energetyki.

Urszula Kuczyńska / urszula_kuczynska@yahoo.fr
Absolwentka Instytutu Lingwistyki Stosowanej Uniwersytetu Warszawskiego, studiów podyplomowych w Kolegium Gospodarki Światowej warszawskiej SGH i studiów z zakresu języka i kultury Chin na Zhejiang University of Technology w Hangzhou.

Zawodowo zajmuje się komunikacją i edukacją, w tym z perspektywy antropologii społecznej. **Aktywistka klimatyczna** współdziałająca **w ramach europejskiej sieci ekomodernistów**, pracująca **w nurcie ekologii pragmatycznej i teorii post wzrostu**.

Anna Przybyszewska / przybyszewskaanna@gmail.com
Project manager i specjalista doświadczony w pracy w międzynarodowych środowiskach z zakresu R&D energetyki, energetyki jądrowej oraz OZE . Zaangażowana w development nowych mocy wytwórczych oraz zagadnienia związane z transformacją energetyczną.
Absolwentka Energetyki Jądrowej, na Wydziale Energetyki i Paliw, na Akademii Górniczo–Hutniczej im. St. Staszica w Krakowie oraz studiów podyplomowych z zakresu OZE na Politechnice Warszawskiej.

Adam Rajewski / adam.rajewski@pw.edu.pl
Absolwent Wydziału Mechanicznego Energetyki i Lotnictwa. Od 11 lat jest pracownikiem Instytutu Techniki Cieplnej PW, gdzie zajmuje się zagadnieniami energetyki jądrowej, wysokosprawnej kogeneracji oraz niskoemisyjnych systemów energetycznych. Współtworzył raporty dotyczące zdolności polskiego przemysłu do uczestnictwa w realizacji obiektów energetyki jądrowej w ramach zadania badawczego Narodowego Centrum Badań i Rozwoju a także w ramach analizy realizowanej na zlecenie Ministerstwa Gospodarki.

Łukasz Sawicki / lukasz.sawicki@klimat.gov.pl
Główny Specjalista ds. strategii i analiz ekonomicznych sektora jądrowego, Departament Energii Jądrowej, Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Od 2006 roku związany z branżą jądrową, od 2010 roku zatrudniony w administracji rządowej, gdzie **zajmował się przygotowaniem „Programu polskiej energetyki jądrowej" i jego aktualizacją**. Specjalizuje się w strategiach rozwojowych przemysłu jądrowego na świecie oraz w problematyce ekonomii energetyki jądrowej.
Absolwent UMCS w Lublinie oraz Studium Edukacji Ekonomicznej prowadzonego przez Krajową Szkołę Administracji Publicznej we współpracy ze Szkołą Główną Handlową i Narodowym Bankiem Polskim. Autor i współautor ok. 20 publikacji na temat energetyki jądrowej, w tym w zakresie wpływu przemysłu jądrowego na gospodarkę oraz modeli biznesowych w energetyce jądrowej.

Jest to więc prostacka manipulacja z tym kosztem dotyczącym elektrowni węglowych po około 16 [zł/W] mocy zainstalowanej, w której, co ciekawe, pozostałe przepadki np. elektrowni wiatrowych i PV odpowiadają rzeczywistym kosztom, również w Polsce. Tylko w przypadku elektrowni węglowych zawyżono koszt budowy o prawie 400 %!

To się nazywa sztuka manipulacji czytelnikiem.

Raport został współfinansowany ze środków otrzymanych z NIW-CRSO w ramach Programu PROO. (https://niw.gov.pl/)

Ciśnie się pytanie, dlaczego minister Kurtyka wydaje już cytowaną jakże pozytywną opinię (i zachęca do studiowania tego badziewia) słowami:

„Z dużym zainteresowaniem przeczytałem niniejszy raport i bardzo dziękuję autorom za podjęty trud przedstawienia tak wielu zagadnień związanych z energią jądrową w tak kompleksowym ujęciu.Serdecznie zachęcam Państwa do lektury. Zapewniam, że będzie to dobrze spożytkowany czas."

w którym przekroczono wszelkie granice śmieszności – dwa cytaty:

*„Obecność elektrowni jądrowej w atrakcyjnym turystycznie regionie nie zmniejsza jego atrakcyjności,**może ją nawet podnieść**."*
*„Świeże paliwo nie wymaga specjalnych warunków składowania, w związku z tym możliwe **jest łatwe zgromadzenie nawet kilkuletniego zapasu paliwa na terenie elektrowni**, co czyni taki obiekt niezależnym od chwilowych perturbacji na rynkach surowców energetycznych, a więc zwiększa bezpieczeństwo energetyczne państwa wykorzystującego technologię jądrową"*

Odpowiedź jest prosta i tkwi w przygotowaniu zawodowym wierchuszki MinKlim, z których żaden z oficjeli nie ma wykształcenia elektryczno-energetycznego, tylko, jak podaje Wikipedia:

Ministerstwo Klimatu i Środowiska:
adres: ul. Wawelska 52/54, 00-922 Warszawa

Michał Kurtyka - Minister Klimatu i Środowiska
Życiorys
*„Absolwent paryskiej École polytechnique i Szkoły Głównej Handlowej[2]. W 2012 uzyskał stopień doktora nauk ekonomicznych na Wydziale Nauk Ekonomicznych Uniwersytetu Warszawskiego na podstawie pracy pt. Od restrukturyzacji do modernizacji. Opóźniona transformacja polskich przedsiębiorstw energetycznych w latach 1990–2009[3]. **Karierę zawodową rozpoczął w 1998,** dołączając do zespołu Jana Kułakowskiego w trakcie negocjacji akcesyjnych prowadzonych przez rząd RP z instytucjami Unii Europejskiej.* **[Absolwent paryskiej Ecole Polytechnique (1996) oraz Szkoły Głównej Handlowej (1998).")]** *Zajmował się sferą energetyki i transportu. W latach 2000–2002 był pracownikiem naukowym na UW. Później do 2012 związany z grupą BPI, kierował polskim oddziałem tej firmy[2]. W latach 2006–2008 był członkiem i wiceprzewodniczącym rady nadzorczej Gaz-Systemu[4].*
1 stycznia 2016 został powołany na podsekretarza stanu w Ministerstwie Energii[2] w rządzie Beaty Szydło. W kwietniu 2018 został sekretarzem stanu w tym resorcie oraz pełnomocnikiem ds. prezydencji COP24[5]. W lipcu 2018 objął tożsame

stanowisko w Ministerstwie Środowiska[6][7]. Odpowiadał za przygotowanie szczytu klimatycznego ONZ w Polsce, który odbył się w grudniu 2018. W tym samym miesiącu został prezydentem COP na okres rocznej kadencji[8].
8 listopada 2019 został wskazany jako kandydat na nowego ministra odpowiedzialnego za sprawy klimatu[9]. 15 listopada w drugim rządzie Mateusza Morawieckiego objął stanowisko ministra klimatu[10]. 6 października 2020, w ramach rekonstrukcji gabinetu, przeszedł na urząd ministra klimatu i środowiska[11]."

„*Par arrêté du ministre d'Etat, ministre de la défense, en date du 19 août* ***1994****:*
I. - Sont nommés élèves français de l'Ecole polytechnique à la suite du concours d'admission organisé conformément au décret no 71-708 du 25 août 1971 modifié (titre Ier) relatif à l'admission des élèves à l'Ecole polytechnique et à l'arrêté du 25 juillet 1973 modifié relatif au concours d'admission à l'Ecole polytechnique:
...
6 Kurtyka (Michal)."
– źródło: https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000000367229

Co ciekawe to paryska Ecole Polytechnique została otwarta dla obcokrajowców w roku 1995. Czyżby pan Michał Kurtyka nie był obcokrajowcem, skoro **został przyjęty do tej dwuletniej szkoły inżynierskiej wojskowej już w roku 1994** (skończył w 1996)?

„*1995 A new way of the concour is open to foreigners*"
– źródło: https://www.polytechnique.edu/bibliotheque/en/history-school

Idąc dalej drogą wykształcenia to w publikacji: „***Analiza potencjału badawczo-rozwojowego w zakresie elektromobilności w Polsce***" wydanej przez Wydawnictwo Sejmowe Kancelarii Sejmu, mamy jeszcze podaną informację o autorach a w odniesieniu do Michała Kurtyki, cyt.:

„***Doktor nauk ekonomicznych****, Centrum Badań nad Transformacją Energetyczną, Mobilnością i Zmianami Klimatu, Wydział Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego, michal.kurtyka@gmail.com, ORCID 0000-0002-9121-3655*" – źródło: http://orka.sejm.gov.pl/WydBAS.nsf/0/54CF71310CE6762DC125856F004C66D1/$file/Studia_BAS_61.pdf

(Więcej we wcześniejszym Przypis* - Michał Kurtyka - Minister Klimatu)

Sam zaś gabinet ministerialny Ministra Klimatu i Środowiska składa się z:

Edward Siarka – Sekretarz Stanu
Życiorys
„*W 1988 ukończył studia na* ***Wydziale Filozoficzno-Historycznym*** *Uniwersytetu Jagiellońskiego w Krakowie, a w 2004 studia podyplomowe z zakresu doradztwa europejskiego w* ***Wyższej Szkole Filozoficzno-Pedagogicznej*** *„Ignatianum" w Krakowie. W latach 1989–1997 pracował jako nauczyciel historii i dyrektor szkoły podstawowej. Od 1994 do 1997 zasiadał w zarządzie gminy, następnie od 1998 do 2005 pełnił funkcję wójta gminy Raba Wyżna. W latach 1998–2002 był także radnym powiatu nowotarskiego.*"

Jacek Ozdoba – Sekretarz Stanu
Życiorys
„*Absolwent studiów prawniczych na* ***Wydziale Prawa i Administracji*** *Uniwersytetu Kardynała Stefana Wyszyńskiego w Warszawie[1].Jako działacz Polski Razem w 2014 uzyskał mandat radnego Warszawy z listy Prawa i Sprawiedliwości. Był autorem największej liczby interpelacji w sprawie reprywatyzacji[2]. Pełnił funkcję sekretarza klubu PiS. W wyborach samorządowych w 2018 jako lider okręgowej listy PiS do Rady m.st. Warszawy otrzymał 8628 głosów, uzyskując reelekcję[3]. Był członkiem Komisji Rewizyjnej, Komisji Ochrony Środowiska oraz Komisji Skarg, Wniosków i Petycji[1].*"

Ireneusz Zyska – Sekretarz Stanu
Życiorys
„*W latach 1986–1990 był współpracownikiem Solidarności Walczącej[1]. Działał w środowiskach młodzieżowego ruchu oporu[2], należał do Ruchu Młodzieży Niezależnej[1]. W latach 1990–1994 i 1998–2000 prowadził własne przedsiębiorstwo handlowe. Od 1996 do 1997 zasiadał w zarządzie okręgu wałbrzyskiego Ruchu Odbudowy Polski[1]. Ukończył w 2002 studia prawnicze na* ***Wydziale Prawa i Administracji*** *Uniwersytetu Wrocławskiego, a w 2005 studia podyplomowe z wyceny nieruchomości w* ***Wyższej Szkole Bankowej*** *we Wrocławiu. Uzyskał uprawnienia radcy prawnego[3]. Od 2000 do 2006 pracował kolejno w departamencie prawnym jednej ze spółek prawa handlowego oraz w kancelarii syndyka[4].*"

Adam Guibourgé-Czetwertyński - Podsekretarz Stanu
Życiorys
„*Syn Loica Henriego Marie Guibourgé oraz księżnej Marii Anny Światopełk-Czetwertyńskiej herbu Pogoń Ruska[1].* ***Kształcił się w zakresie finansów*** *na HEC Paris, a także* ***historii na Université Paris Sorbonne i Wydziale Historycznym*** *Uniwersytetu Warszawskiego. Pracował w sektorze prywatnym w branży finansowej[2][3].*
W 2013 rozpoczął pracę w Ministerstwie Środowiska. ***Znalazł się w zespole negocjatorów podczas Szczytu klimatycznego*** *ONZ COP19 w Warszawie, odpowiadając za finansowanie działań klimatycznych. W latach 2015–2018 był dyrektorem referatu ds. środowiska w Stałym Przedstawicielstwie Rzeczypospolitej Polskiej przy Unii Europejskiej w Brukseli,* ***uczestnicząc w pracach nad projektami z zakresu środowiska i klimatu****. W 2018 pełnił rolę głównego negocjatora polskiej*

prezydencji COP24, ***tworząc zestaw działań wdrażających Porozumienie Paryskie*** *(tzw. Katowice Rulebook). W 2019 powrócił do kierowania referatem ds. środowiska w Stałym Przedstawicielstwie RP przy UE[3][4].*
27 listopada 2019 został powołany na stanowisko podsekretarza stanu w Ministerstwie Klimatu, odpowiedzialnego za regulacje klimatyczne[4]."

Grzegorz Mroczek - Dyrektor Generalny
Życiorys
„Jest absolwentem ***Wydziału Historycznego*** *Uniwersytetu Warszawskiego. Ukończył również studia podyplomowe z administracji na* ***Wydziale Prawa i Administracji*** *UW.*
W latach 1996 – 1999 pracował w Fundacji Polsko – Niemieckie Pojednanie, a od 1999 do 2005 w Urzędzie ds. Kombatantów i Osób Represjonowanych, m.in. na stanowisku Zastępcy Dyrektora Departamentu Orzecznictwa, p.o. Dyrektora Departamentu Stowarzyszeń, Dyrektora Biura Ewidencji i Archiwum.
W latach 2005 - 2006 był Dyrektorem Generalnym Urzędu Transportu Kolejowego, następnie do roku 2013 pełnił funkcję Dyrektora Generalnego Urzędu Lotnictwa Cywilnego."

Piotr Dziadzio - Podsekretarz stanu
Życiorys
„Jest absolwentem Uniwersytetu Jagiellońskiego Wydziału Biologii i Nauk o Ziemi, gdzie uzyskał tytuł magistra geologii w zakresie stratygraficzno-poszukiwawczym. W Państwowym Instytucie Geologicznym uzyskał tytuł doktora nauk o Ziemi w zakresie geologii. Ukończył Studia podyplomowe z zakresu zarządzania firmą w Wyższej Szkole Biznesu National-Louis Univerisity w Nowym Sączu. Posiada uprawnienia geologiczne kat. I."

Małgorzata Golińska - Sekretarz stanu, Główny Konserwator Przyrody
Życiorys
„Jest absolwentką Wydziału Leśnego Akademii Rolniczej w Poznaniu (specjalizacja Gospodarka leśna). Ukończyła także studia podyplomowe „Integracja europejska-agrobiznes i obszary wiejskie" na tej samej uczelni."

Rozumiem, że z takim wykształceniem kierunkowym, to można było czerpać wiedzę o wiatrakach (a nie o elektrowniach wiatrowych) z powieści Miguela de Cervantesa Saavedry, Don Kichot z La Manchy.

Odpowiedź jest prosta? Prosta!

SPIS TREŚCI

Suplement

(Tekst Suplementu został dopisany 8 grudnia A.D. 2020 po tym jak zacząłem szukać przyczyn braku zainteresowania 11 posłów Konfederacji, którym przesłałem to Opracowanie.
I znalazłem tę przyczynę, jak spojrzałem na skład Komisja do Spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych (ESK) i zapoznałem się z zamieszczonymi na stronie sejmowej skrótami z życiorysów poszczególnych jej członków a szczególnie ich wykształceniem).

Sejm IX kadencji
Komisja do Spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych (ESK)

tel.: (22) 694-10-78, (22) 694-19-64, fax: (22) 694-28-51
Do zakresu działania Komisji należą sprawy polityki energetycznej państwa, w tym sprawy funkcjonowania otwartego zintegrowanego rynku energii i mechanizmów zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz sprawy gospodarki surowcami mineralnymi o charakterze paliw kopalnych, sprawy klimatu a także sprawy przekształceń form własności, w tym głównie sektora państwowego, oraz nadzoru nad własnością publiczną w gospodarce.
Załącznik do uchwały Sejmu RP z dnia 30 lipca 1992 r. - Regulamin Sejmu RP
(tekst jednolity M.P. 2012 poz. 32 z późn. zm.)
źródło: https://www.sejm.gov.pl/Sejm9.nsf/agent.xsp?symbol=SKLADKOMST&NrKadencji=9&KodKom=ESK

w składzie (1 + 5 +27):

Marek Suski - **przewodniczący**
Lista: Prawo i Sprawiedliwość
Liczba głosów: 69141
Staż parlamentarny: poseł IV kadencji, poseł V kadencji, poseł VI kadencji, poseł VII kadencji, poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość
Funkcja w klubie/kole: wiceprzewodniczący
Data i miejsce urodzenia: 11-06-1958, Grójec
*Wykształcenie: **średnie policealne**/pomaturalne*
*Ukończona szkoła: **Pomaturalne Studium Zawodowe, Technik Teatralny (1980)***
*Zawód: **polityk - sekretarz stanu***

Mieczysław Kasprzak - zastępca przewodniczącego
Lista: Polskie Stronnictwo Ludowe
Liczba głosów: 11363
Staż parlamentarny: poseł II kadencji, poseł IV kadencji, poseł V kadencji, poseł VI kadencji, poseł VII kadencji, poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Koalicja Polska - PSL, UED, Konserwatyści
Data i miejsce urodzenia: 30-03-1953, Jarosław
*Wykształcenie: **wyższe***
*Ukończona szkoła: **Akademia Rolnicza w Krakowie, Wydział Ekonomiki Produkcji i Obrotu Rolnego** - magister inżynier (1978)*
Szkoła Główna Gosp. Wiejskiego Warszawa, kierowanie i zarządzanie (1986) - studia podyplomowe
Polska Akademia Nauk, prawo europejskie (1996) - studia podyplomowe
*Zawód: **ekonomista***

Ewa Malik - zastępca przewodniczącego
Lista: Prawo i Sprawiedliwość
Liczba głosów: 46773
Staż parlamentarny: poseł V kadencji, poseł VI kadencji, poseł VII kadencji, poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość
Data i miejsce urodzenia: 11-01-1961, Sosnowiec
*Wykształcenie: **wyższe***
*Ukończona szkoła: **Politechnika Śląska, Wydział Metalurgiczny, Hutnictwo, metalurgia metali nieżelaznych** - magister inżynier (1986)*
Uniwersytet Śląski, Dziennikarstwo (1995) - studia podyplomowe
*Zawód: **parlamentarzysta***

Tomasz Piotr Nowak - zastępca przewodniczącego
Lista: Koalicja Obywatelska
Liczba głosów: 23693
Staż parlamentarny: poseł V kadencji, poseł VI kadencji, poseł VII kadencji, poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Koalicja Obywatelska - Platforma Obywatelska, Nowoczesna, Inicjatywa Polska, Zieloni
Data i miejsce urodzenia: 22-12-1956, Kwidzyń
*Wykształcenie: **wyższe***
*Ukończona szkoła: **Uniwersytet Gdański, Wydział Humanistyczny, Filologia polska** - magister (1979)*
Wyższa Szkoła Zarządzania i Bankowości w Poznaniu, Public Relations (1999) - studia podyplomowe
Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Menager samorządu terytorialnego (2014) - studia podyplomowe
*Zawód: **parlamentarzysta***

Jan Warzecha - zastępca przewodniczącego
Lista: Prawo i Sprawiedliwość

Liczba głosów: 18913
Staż parlamentarny: poseł VI kadencji, poseł VII kadencji, poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość
Data i miejsce urodzenia: 21-04-1959, Jodłowa
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Akademia Rolnicza w Krakowie, Wydział Ekonomiki Produkcji i Obrotu Rolnego*** *- magister inżynier (1985)*
Zawód: ***ekonomista***

Robert Winnicki - zastępca przewodniczącego
Lista: Konfederacja Wolność i Niepodległość
Liczba głosów: 22639
Staż parlamentarny: poseł VIII kadencji
Klub/koło: Koło Poselskie Konfederacja
Data i miejsce urodzenia: 18-07-1985, Zgorzelec
Wykształcenie: ***średnie ogólne***
Ukończona szkoła: ***Liceum Ogólnokształcące*** *im. Adama Mickiewicza w Lubaniu (2004)*
Zawód: ***publicysta***

pozostali członkowie Komisji (27 członków):

Iwona Arent – członek Komisji
Lista: Prawo i Sprawiedliwość
Liczba głosów: 17916
Staż parlamentarny: poseł V kadencji, poseł VI kadencji, poseł VII kadencji, poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość
Data i miejsce urodzenia: 04-06-1968, Olsztyn
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Wyższa Szkoła Pedagogiczna, Wydział Humanistyczny,*** *Politologia i nauki społeczne - magister (1999)*
Uniwersytet Warmińsko-Mazurski, Rachunkowość (2002) - studia podyplomowe
Collegium Civitas pod patronatem Studiów Politycznych, Stosunki międzynarodowe i dyplomacja, Stosunki międzynarodowe i dyplomacja (2012) - studia podyplomowe
Zawód: ***politolog***

Władysław Teofil Bartoszewski – członek Komisji
Lista: Polskie Stronnictwo Ludowe
Liczba głosów: 30405
Staż parlamentarny: brak
Klub/koło: Klub Parlamentarny Koalicja Polska - PSL, UED, Konserwatyści
Data i miejsce urodzenia: 22-10-1955, Warszawa
Wykształcenie: ***wyższe***
Tytuł/stopień naukowy: Doctor of Philosophy (Ph.D.)
Ukończona szkoła: ***Uniwersytet Warszawski, Wydział Historyczny, Etnografia*** *- magister (1980)*
Uniwersytet w Cambridge, Wielka Brytania, Antropologia Społeczna - Doctor of Philosophy (Ph.D.) (1984)
Zawód: ***historyk***

Rafał Bochenek – członek Komisji
Lista: Prawo i Sprawiedliwość
Liczba głosów: 46816
Staż parlamentarny: brak
Klub/koło: Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość
Data i miejsce urodzenia: 14-08-1986, Kraków
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Uniwersytet Jagielloński w Krakowie, Prawo i Administracja, Prawo*** *- magister (2011)*
Krakowska Izba Notarialna, aplikacja notarialna (2014) - studia podyplomowe
Krakowska Szkoła Biznesu przy Uniwersytecie Ekonomicznym, MBA (2019) - studia podyplomowe
Zawód: ***prawnik***

Witold Czarnecki – członek Komisji
Lista: Prawo i Sprawiedliwość
Liczba głosów: 16502
Staż parlamentarny: poseł V kadencji, poseł VI kadencji, poseł VII kadencji, poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość
Funkcja w klubie/kole: członek prezydium
Data i miejsce urodzenia: 12-04-1953, Murowana Goślina
Wykształcenie: ***wyższe***
Tytuł/stopień naukowy: doktor
Ukończona szkoła: ***Politechnika Poznańska, Budownictwo Lądowe, Budownictwo miejskie i przemysłowe*** *- magister inżynier (1977)*
Politechnika Poznańska, Wydział Budownictwa Lądowego, nauki techniczne - doktor (1987)
Zawód: ***parlamentarzysta***

Krzysztof Gadowski – członek Komisji

Lista: Koalicja Obywatelska
Liczba głosów: 18799
Staż parlamentarny: poseł V kadencji, poseł VI kadencji, poseł VII kadencji, poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Koalicja Obywatelska - Platforma Obywatelska, Nowoczesna, Inicjatywa Polska, Zieloni
Funkcja w klubie/kole: skarbnik
Data i miejsce urodzenia: 14-08-1962, Bochnia
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Politechnika Śląska, Wydział Transportu, Eksploatacja i utrzymanie pojazdów*** *- magister inżynier (1986)*
Politechnika Śląska, Zarządzanie przedsiębiorstwem (1996) - studia podyplomowe
Uniwersytet Śląski, Samorząd terytorialny (1996) - studia podyplomowe
Zawód: ***mgr inż. transportu***

Małgorzata Janowska – członek Komisji

Lista: Prawo i Sprawiedliwość
Liczba głosów: 11599
Staż parlamentarny: poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość
Data i miejsce urodzenia: 29-01-1977, Zgorzelec
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Wyższa Szkoła Marketingu i Biznesu w Łodzi, Zarządzanie i Marketing, bankowość*** *- licencjat (1999)*
Wojskowa Akademia Medyczna w Łodzi, Zdrowie Publiczne, zarządzanie i marketing w służbie zdrowia - magister (2001)
Zawód: ***ekonomista***

Maciej Konieczny – członek Komisji

Lista: Sojusz Lewicy Demokratycznej
Liczba głosów: 22262
Staż parlamentarny: brak
Klub/koło: Koalicyjny Klub Parlamentarny Lewicy (Razem, Sojusz Lewicy Demokratycznej, Wiosna Roberta Biedronia)
Data i miejsce urodzenia: 14-10-1980, Gliwice
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Uniwersytet Śląski, Wydział Filologiczny, kulturoznawstwo*** *- magister (2005)*
Zawód: ***zawodowy działacz organizacji pozarządowej***

Ewa Kozanecka – członek Komisji

Lista: Prawo i Sprawiedliwość
Okręg wyborczy: Bydgoszcz
Liczba głosów: 13305
Staż parlamentarny: poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość
Data i miejsce urodzenia: 29-05-1974, Września
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Uniwersytet Kazimierza Wielkiego w Bydgoszczy, Wydział Administracji i Nauk Społecznych****, Administracja - magister (2012)*
Zawód: ***ekonomista***

Krzysztof Janusz Kozik – członek Komisji

Lista: Prawo i Sprawiedliwość
Liczba głosów: 12460
Staż parlamentarny: poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość
Data i miejsce urodzenia: 03-07-1970, Chrzanów
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Akademia Górniczo-Hutnicza, Górnictwo i Geologia, Techniczna Eksploatacja Złóż Surowców*** *Mineralnych - inżynier (2012)*
Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, MBA Zarządzanie (2017) - studia podyplomowe
Zawód: ***inżynier górnik górnictwo podziemne***

Wiesław Krajewski – członek Komisji

Lista: Prawo i Sprawiedliwość
Liczba głosów: 16719
Staż parlamentarny: poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość
Data i miejsce urodzenia: 03-06-1964, Chojnów
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Uniwersytet Rzeszowski, Wydział Prawa, Administracja*** *- magister (2004)*
Zawód: ***parlamentarzysta***

Piotr Król – członek Komisji

Lista: Prawo i Sprawiedliwość
Liczba głosów: 10418
Staż parlamentarny: poseł VII kadencji, poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość

Data i miejsce urodzenia: 26-06-1974, Bydgoszcz
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Wyższa Szkoła Pedagogiczna w Bydgoszczy, Politologia -*** *magister (1999)*
Wyższa Szkoła Bankowa w Toruniu, Studia Menedżerskie (2012) - studia podyplomowe
Uniwersytet Gdański, Ekonomia (2016) - studia doktoranckie
Zawód: ***politolog***

Gabriela Lenartowicz – członek Komisji
Lista: Koalicja Obywatelska
Liczba głosów: 11838
Staż parlamentarny: poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Koalicja Obywatelska - Platforma Obywatelska, Nowoczesna, Inicjatywa Polska, Zieloni
Data i miejsce urodzenia: 12-12-1960, Katowice
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Uniwersytet Śląski, Wydział Prawa i Administracji****, Prawo - magister (1998)*
Zawód: ***parlamentarzysta***

Beata Maciejewska – członek Komisji
Lista: Sojusz Lewicy Demokratycznej
Liczba głosów: 23319
Staż parlamentarny: brak
Klub/koło: Koalicyjny Klub Parlamentarny Lewicy (Razem, Sojusz Lewicy Demokratycznej, Wiosna Roberta Biedronia)
Funkcja w klubie/kole: wiceprzewodnicząca
Data i miejsce urodzenia: 13-08-1968, Gdańsk
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Uniwersytet Gdański, Wydział Filologiczno-Historyczny, Skandynawistyka*** *- magister (1995)*
Zawód: ***edukatorka***

Beata Mateusiak-Pielucha – członek Komisji
Lista: Prawo i Sprawiedliwość
Liczba głosów: 13030
Staż parlamentarny: poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość
Data i miejsce urodzenia: 23-04-1963, Wieluń
Wykształcenie: ***średnie ogólne***
Ukończona szkoła: ***Liceum Ogólnokształcące im. T. Kościuszki*** *(1982)*
Zawód: ***parlamentarzysta***

Grzegorz Matusiak – członek Komisji
Lista: Prawo i Sprawiedliwość
Liczba głosów: 11195
Staż parlamentarny: poseł VII kadencji, poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość
Data i miejsce urodzenia: 24-02-1961, Jaworzno
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Elektromechaniki, Automatyki i Elektroniki****,*
Elektrotechnika - inżynier (2001)
Zawód: ***inż. energetyk***

Sławomir Neumann – członek Komisji
Lista: Koalicja Obywatelska
Liczba głosów: 25202
Staż parlamentarny: poseł VI kadencji, poseł VII kadencji, poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Koalicja Obywatelska - Platforma Obywatelska, Nowoczesna, Inicjatywa Polska, Zieloni
Data i miejsce urodzenia: 30-04-1968, Starogard Gdański
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Wyższa Szkoła Bankowa w Poznaniu, Wydział Bankowości, Bankowość*** *- licencjat (1998)*
Politechnika Koszalińska, Wydział Ekonomii i Zarządzania, Ekonomia - magister (2009)
Zawód: ***ekonomista***

Mirosława Nykiel – członek Komisji
Lista: Koalicja Obywatelska
Liczba głosów: 46849
Staż parlamentarny: senator VI kadencji, poseł VI kadencji, poseł VII kadencji, poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Koalicja Obywatelska - Platforma Obywatelska, Nowoczesna, Inicjatywa Polska, Zieloni
Data i miejsce urodzenia: 23-09-1953, Wańkowa
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Uniwersytet Śląski, Wydział Pedagogiczno-Artystyczny, Pedagogika*** *- magister (1983)*
Ośrodek Kształcenia Nauczycieli w Katowicach, Filologia polska (1987) - studia podyplomowe
Wyższa Szkoła Europejska im. ks. J. Tischnera w Warszawie, Integracja europejska (2004) - studia podyplomowe
Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Kolegium Ekonomiczno-Społeczne (2013) - studia doktoranckie
Zawód: ***poseł na sejm RP***

Paweł Papke – członek Komisji

Lista: Koalicja Obywatelska
Liczba głosów: 19415
Staż parlamentarny: poseł VII kadencji, poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Koalicja Obywatelska - Platforma Obywatelska, Nowoczesna, Inicjatywa Polska, Zieloni
Data i miejsce urodzenia: 13-02-1977, Starogard Gdański
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Uniwersytet Warmińsko-Mazurski, Wydział Humanistyczny, Stosunki międzynarodowe*** *- licencjat (2007)*
Olsztyńska Szkoła Wyższa, Wydział Pedagogiczny, Pedagogika promocji zdrowia - magister (2012)
Collegium Humanum-Szkoła Główna Menedżerska w Warszawie, Executive Master of Business Administration (MBA) (2019) - studia podyplomowe
Zawód: ***pedagog***

Paweł Poncyljusz – członek Komisji
Lista: Koalicja Obywatelska
Liczba głosów: 23312
Ślubowanie: 12-11-2019
Staż parlamentarny: poseł IV kadencji, poseł V kadencji, poseł VI kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Koalicja Obywatelska - Platforma Obywatelska, Nowoczesna, Inicjatywa Polska, Zieloni
Funkcja w klubie/kole: wiceprzewodniczący
Data i miejsce urodzenia: 18-05-1969, Warszawa
Wykształcenie: ***średnie policealne/pomaturalne***
Ukończona szkoła: ***Pomaturalne Studium Ekonomiczne, Ekonomia*** *- technik (1998)*
Zawód: technik ***ekonomista***

Krzysztof Tchórzewski – członek Komisji
Lista: Prawo i Sprawiedliwość
Liczba głosów: 62891
Staż parlamentarny: poseł I kadencji, poseł III kadencji, poseł V kadencji, poseł VI kadencji, poseł VII kadencji, poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość
Funkcja w klubie/kole: członek prezydium
Data i miejsce urodzenia: 19-05-1950, Rzążew
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Politechnika Warszawska, Wydział Elektryczny, Zabezpieczenia elektroenergetyczne*** *- magister inżynier (1974)*
Zawód: ***parlamentarzysta***

Robert Telus – członek Komisji
Lista: Prawo i Sprawiedliwość
Liczba głosów: 27254
Staż parlamentarny: poseł VI kadencji, poseł VII kadencji, poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość
Funkcja w klubie/kole: członek prezydium
Data i miejsce urodzenia: 18-04-1969, Opoczno
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Politechnika Krakowska, Wydział Inżynierii Środowiska, Ochrona środowiska*** *- inżynier (1996)*
Zawód: ***rolnik***

Jacek Tomczak – członek Komisji
Lista: Polskie Stronnictwo Ludowe
Liczba głosów: 9833
Staż parlamentarny: poseł V kadencji, poseł VI kadencji, poseł VII kadencji, poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Koalicja Polska - PSL, UED, Konserwatyści
Funkcja w klubie/kole: wiceprzewodniczący
Data i miejsce urodzenia: 27-07-1973, Poznań
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Uniwersytet im. Adama Mickiewicza w Poznaniu, Wydział Prawa,*** *Prawo - magister (1998)*
Zawód: ***notariusz***

Małgorzata Wassermann – członek Komisji
Lista: Prawo i Sprawiedliwość
Liczba głosów: 140692
Staż parlamentarny: poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość
Data i miejsce urodzenia: 16-03-1978, Kraków
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Uniwersytet Jagielloński w Krakowie, Wydział Prawa i Administracji****, Prawo - magister (2002)*
Zawód: ***adwokat***

Dariusz Wieczorek – członek Komisji
Lista: Sojusz Lewicy Demokratycznej
Liczba głosów: 24924
Staż parlamentarny: brak
Klub/koło: Koalicyjny Klub Parlamentarny Lewicy (Razem, Sojusz Lewicy Demokratycznej, Wiosna Roberta Biedronia)

Funkcja w klubie/kole: sekretarz
Data i miejsce urodzenia: 23-05-1965, Szczecin
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Politechnika Szczecińska, Wydział Elektryczny, Elektroenergetyka*** *- magister inżynier (1989)*
Uniwersytet Ekonomiczny w Poznaniu, Organizacja i zarządzanie gospodarką turystyczną (1994) - studia podyplomowe
Uniwersytet Szczeciński, Prawo administracyjne i samorządowe (2001) - studia podyplomowe
Zawód: ***inżynier elektryk***

Urszula Zielińska – członek Komisji

Lista: Koalicja Obywatelska
Liczba głosów: 7536
Staż parlamentarny: brak
Klub/koło: Klub Parlamentarny Koalicja Obywatelska - Platforma Obywatelska, Nowoczesna, Inicjatywa Polska, Zieloni
Data i miejsce urodzenia: 03-10-1977, Warszawa
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Akadamia Leona Koźmińskiego, Wydział Zarządzania, marketing i zarządzanie*** *- magister (2003)*
Zawód: ***kierownik do spraw marketingu***

Wojciech Zubowski – członek Komisji

Lista: Prawo i Sprawiedliwość
Liczba głosów: 12868
Staż parlamentarny: poseł VII kadencji, poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość
Data i miejsce urodzenia: 12-11-1979, Wrocław
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Uniwersytet Wrocławski, Wydział Prawa, Administracji i Ekonomii****, Prawo - magister (2006)*
Wyższa Szkoła Menedżerska w Warszawie, Master of Business Administration (2018) - studia podyplomowe
Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Akademia Energetyki (2019) - studia podyplomowe
Zawód: ***parlamentarzysta***

Stanisław Żuk – członek Komisji

Lista: Polskie Stronnictwo Ludowe
Liczba głosów: 7694
Staż parlamentarny: brak
Klub/koło: Poseł niezrzeszony
Data i miejsce urodzenia: 01-10-1954, Plimkaim
Wykształcenie: ***wyższe***
Ukończona szkoła: ***Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Górnictwo i Geologia****,* ***Technika odkrywkowej eksploatacji złóż*** *- inżynier (1984)*
Politechnika Wrocławska, Geotechniczne zabezpezpieczenie eksploatacji kopalń węgla brunatnego (1996) - studia podyplomowe
Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Górnictwo i Geologia, Technika odkrywkowej eksploatacji złóż - magister (2002)
Zawód: ***menedżer***

Suplement cd.

(Ta część Suplementu została dopisana 1 lutego A.D. 2021 po tym jak wysłuchałem wypowiedzi posła Konfederacji, Roberta Winnickiego i dowiedziałem się o powstaniu Parlamentarnego Zespołu ds. Gospodarki Zeroemisyjnej i Europejskiego Zielonego Ładu. źródło: https://www.youtube.com/watch?v=H5u4w3JqJOE

Jak spojrzałem na skład tego Zespołu i zapoznałem się z zamieszczonymi na stronie sejmowej skrótami z życiorysów poszczególnych jej członków - a szczególnie ich wykształceniem - to straciłem wszelką nadzieję, że da się uratować Polskę).

Parlamentarny Zespół ds. Gospodarki Zeroemisyjnej i Europejskiego Zielonego Ładu

Powstał w dniu: 27-11-2020, KONTAKT: Magdalena Jóźwiak, tel. 22 694 1602, e-mail: magdalena.jozwiak@sejm.gov.pl
źródło: https://www.sejm.gov.pl/Sejm9.nsf/agent.xsp?symbol=SKLADZESP&Zesp=773
https://www.sejm.gov.pl/Sejm9.nsf/agent.xsp?symbol=ZESPOL&Zesp=773
w składzie (1 + 1 +5):

Emilewicz Jadwiga - przewodnicząca

Lista: Prawo i Sprawiedliwość
Liczba głosów: 43958
Staż parlamentarny: ***brak***
Klub/koło: Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość
Data i miejsce urodzenia: 27-08-1974, Kraków
Wykształcenie: wyższe
Ukończona szkoła: Uniwersytet Jagielloński, ***Instytut Nauk Politycznych, Politolog/dziennikarz*** *- magister (1998)*
Wadham College Oxford University (2002) - studia podyplomowe
Zawód: ***politolog***

Bortniczuk Kamil - wiceprzewodniczący

Lista: Prawo i Sprawiedliwość
Liczba głosów: 16953
Staż parlamentarny: poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość
Data i miejsce urodzenia: 11-06-1983, Głuchołazy
Wykształcenie: wyższe
Ukończona szkoła: Uniwersytet Wrocławski, ***Wydział Nauk Społecznych, Stosunki Międzynarodowe*** *- magister (2007)*
Uniwersytet Wrocławski, ***Fundusze Strukturale Unii Europejskiej*** *(2008) - studia podyplomowe*
Uniwersytet Gdański, Wydział Prawa i Administracji, ***Prawo*** *- magister (2017)*
Akademia WSB w Dąbrowie Górniczej, ***MBA*** *(2019) - studia podyplomowe*
Zawód: ***parlamentarzysta***

Dziuk Barbara

Lista: Prawo i Sprawiedliwość
Liczba głosów: 11399
Staż parlamentarny: poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość
Data i miejsce urodzenia: 02-12-1968, Tarnowskie Góry
Wykształcenie: wyższe
Ukończona szkoła: Wyższa Szkoła Zarządzania i Administracji, ***Marketing i Zarządzanie, Marketing i zarządznie*** *- magister (2007)*
Zawód: ekonomista

Poncyljusz Paweł

Lista: Koalicja Obywatelska
Liczba głosów: 23312
Staż parlamentarny: poseł IV kadencji, poseł V kadencji, poseł VI kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Koalicja Obywatelska - Platforma Obywatelska, Nowoczesna, Inicjatywa Polska, Zieloni
Funkcja w klubie/kole: wiceprzewodniczący
Data i miejsce urodzenia: 18-05-1969, Warszawa
Wykształcenie: ***średnie policealne/pomaturalne***
Ukończona szkoła: Pomaturalne Studium Ekonomiczne, Ekonomia - technik (1998)
Zawód: technik ekonomista

Rychlik Paweł

Lista: Prawo i Sprawiedliwość
Liczba głosów: 25246
Staż parlamentarny: poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość
Data i miejsce urodzenia: 16-12-1986, Wieluń
Wykształcenie: wyższe
Ukończona szkoła: Uniwersytet Medyczny w Poznaniu, ***Wydział Farmaceutyczny, Farmacja*** *- magister (2013)*
Zawód: ***farmaceuta***

Soboń Artur

Lista: Prawo i Sprawiedliwość

Liczba głosów: 28381
Staż parlamentarny: poseł VIII kadencji
Klub/koło: Klub Parlamentarny Prawo i Sprawiedliwość
Data i miejsce urodzenia: 13-03-1977, Świdnik
Wykształcenie: wyższe
*Ukończona szkoła: Katolicki Uniwersytet Lubelski, **Wydział Humanistyczny, Historia** - magister (2001)*
*Uniwersytet Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie, **Zarządzanie Projektami Europejskimi i Prawo Unii Europejskiej** (2004) - studia podyplomowe*
*Katolicki Uniwersytet Lubelski, **Rachunkowość i Finanse** (2007) - studia podyplomowe*
*Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, **Kolegium Nauk o Przedsiębiorstwie, Zarządzanie** - magister (2011)*
*Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, **Ekonomia** (2011) - studia doktoranckie*
*Zawód: **parlamentarzysta***

Winnicki Robert /Konfederacja/
Lista: Konfederacja Wolność i Niepodległość
Liczba głosów: 22639
Staż parlamentarny: poseł VIII kadencji
Klub/koło: Koło Poselskie Konfederacja
Data i miejsce urodzenia: 18-07-1985, Zgorzelec
*Wykształcenie: **średnie ogólne***
Ukończona szkoła: Liceum Ogólnokształcące im. Adama Mickiewicza w Lubaniu (2004)
*Zawód: **publicysta***

Przewodnicząca Jadwiga Emilewicz, dnia 11 grudnia 2020 **poinformowała Polaków, że zajmie się ułatwieniami w energetyce odnawialnej dla ludzi „bez własnego dachu”**, cyt.:

„Za nami pierwsze spotkanie parlamentarnego zespołu ds. Gospodarki Zeroemisyjnej i Europejskiego Zielonego Ładu, któremu przewodniczę.
***Ułatwienia w energetyce odnawialnej dla tych, którzy nie mają własnego dachu**, czyli jak sprawić aby tani czysty prąd mogli dostać mieszkańcy budynków wielorodzinnych oraz energia z wiatru na lądzie - to tematy, które będziemy poruszać w najbliższym czasie.*
Zaczynamy pracę w momencie gdy na szczycie w Brukseli zaakceptowano porozumienie ws. celu klimatycznego - to bardzo dobra wiadomość, pracy będzie naprawdę sporo. 👍
W skład zespołu weszli Poseł Kamil Bortniczuk (wiceprzewodniczący), Artur Soboń, Barbara Dziuk, Paweł Poncyljusz - Ambasador Podkarpacia.”
źródło: https://www.facebook.com/JEmilewicz/posts/1858481264320171/

Pracować będą wg swego zespołowego Regulaminu, cyt.:

REGULAMIN PARLAMENTARNEGO ZESPOŁU DO SPRAW GOSPODARKI ZEROEMISYJNEJ I EUROPEJSKIEGO ZIELONEGO ŁADU
§1
1. Parlamentarny Zespół ds. Gospodarki Zeroemisyjnej i Europejskiego Zielonego Ładu, zwany dalej Zespołem", został utworzony na podstawie art. 17 ust. 3 ustawy z dnia 9 maja 1996 r. o wykonywaniu mandatu posła i senatora (Dz.U. z 2015 r. póz. 1605) oraz art. 8 ust. 6 uchwały Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 30 lipca 1992 r. - Regulamin Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej (Monitor Polski z 2002 r. Nr 23, póz. 398 ze zm.).
2. Zespół tworzą posłowie i senatorowie Rzeczypospolitej Polskiej, którzy wyrazili akces do pracy w Zespole i stanowią grupę, zainteresowaną transformacją polskiej gospodarki w stronę gospodarki zeroemisyjnej.
3. Celem powołania Zespołu jest wspieranie zmiany modelu gospodarki na zeroemisyjną w Polsce.
4. Przynależność do Zespołu jest dobrowolna.
§2
Zadania Zespołu
Do zadań Zespołu należy w szczególności:
1) Identyfikacja kluczowych wyzwań oraz rozwiązań legislacyjnych, systemowych, ekonomicznych i technologicznych dla rozwoju gospodarki zeroemisyjnej, w tym w szczególności energetyki rozproszonej, energii odnawialnej z wiatru i fotowoltaiki oraz energetyki jądrowej.
2) Inicjowanie prac legislacyjnych, które będą miały na celu wsparcie oraz rozwój gospodarki zeroemisyjnej.
3) Wypracowanie rozwiązań dla kluczowych barier w rozwoju gospodarki zeroemisyjnej.
4) Nawiązanie dialogu z interesariuszami zainteresowanymi rozwojem energetyki zeroemisyjnej w tym szczególnie operatorami systemów dystrybucji, samorządami i wspólnotami lokalnymi oraz organizacjami społecznymi.
5) Identyfikacja optymalnych mechanizmów finansowania i modeli biznesowych wspierających rozwój energetyki zeroemisyjnej w Polsce.
6) Promowanie transformacji gospodarki w stronę gospodarki zeroemisyjnej poprzez organizację konferencji oraz debat.
7) Podejmowanie działań mających na celu ułatwienie dostępu do informacji dotyczących nowych rozwiązań prawnych oraz programach wsparcia zmierzających do rozwoju gospodarki zeroemisyjnej.
8) Monitorowanie prawodawstwa z perspektywy rozwoju gospodarki zeroemisyjnej.
§3
Władze Zespołu

1. Pracami Zespołu kieruje przewodniczący Zespołu, reprezentując go także na zewnątrz.
2. W skład prezydium Zespołu wchodzą: przewodniczący, od 1 do 3 wiceprzewodniczących oraz sekretarz.
3. Przewodniczący Zespołu oraz pozostałe władze Zespołu są wybierani na okres kadencji Sejmu i Senatu przez członków Zespołu w głosowaniu. Odwołanie członka prezydium Zespołu oraz uzupełniające wybory odbywać się będą według zasad określonych w ust. 3.

§4
Formy pracy Zespołu

1. Zespół obraduje na posiedzeniach, które odbywają się w zgodnie z harmonogramem przyjętym przez prezydium Zespołu.
2. Posiedzenia Zespołu zwołuje przewodniczący z własnej inicjatywy lub na wniosek 1/4 członków Zespołu.
3. Posiedzeniom Zespołu przewodniczy przewodniczący Zespołu lub podczas jego nieobecności, jeden z wiceprzewodniczących Zespołu.
4. W posiedzeniach Zespołu mogą uczestniczyć zaproszeni goście.

§5
Zasady i tryb podejmowania decyzji przez Zespół

1. Zespół podejmuje uchwały i stanowiska zwykłą większością głosów w obecności co najmniej 1/3 członków Zespołu.
2. W przypadku równej liczby głosów decyduje głos przewodniczącego.

§6
Tryb zmiany niniejszego Regulaminu

Zmiana Regulaminu może nastąpić w drodze uchwały Zespołu, podjętej zwykłą większością głosów w obecności co najmniej połowy liczby członków Zespołu.

Naprawdę, straciłem wszelką nadzieję, że da się uratować Polskę.

Podsumuję to nasze nieszczęście, jeszcze jednę dalekowzroczną i dalekosiężną wizją byłej wicepremier Jadwigi Emilewicz:

*„**Emilewicz: Polska nie może stać się ofiarą celów transformacji energetycznej***
3 września 2020, 10:30

> *– Zmiany, które nas czekają, można porównać do rewolucji z XIX wieku, ale chcemy ich dokonywać w innym duchu niż wtedy. Chcemy, by były inkluzywne, zamiast stać się ofiarą tych celów – powiedziała wicepremier i minister rozwoju Jadwiga Emilewicz podczas Europejskiego Kongresu Gospodarczego 2020.*
> ***Inwestycje i uciekający pociąg***
> *Minister zaznaczyła, że Polska będzie największym beneficjentem środków przeznaczonych na transformację. – Nie jest tak bez powodu – około 80 procent energii pochodzi z paliw kopalnych i jest to bezprecedensowa sytuacja w porównaniu z innymi państwami europejskimi. Nie chcemy gonić uciekającego pociągu, chcemy sami zbudować fundamenty rozwoju gospodarki na następne dekady. Chcemy inwestować w generację energii elektrycznej, jeśli popatrzymy na ostatnie dwa lata widzimy, że Polacy pokochali energię odnawialną. To jest wybór cywilizacyjny, chcemy poprawić naszą jakość życia. Chcemy zmienić regulacje w zakresie lądowej energetyki wiatrowej – powiedziała.*
> *Jadwiga Emilewicz dodała, że Polska przygotowuje się także do projektów OZE. – Chcę powiedzieć inwestorom, że jesteśmy w stanie zapewnić tani i czysty prąd. Naszym celem jest to, aby w Polsce powstał łańcuch wartości dla OZE. Ważne, aby tworzyć regulacje na granicach Unii Europejskiej, nie chcemy, by Europa stała się skansenem gospodarczym. Produkcja wodoru przy użyciu OZE to także przyszłość i chcemy wziąć udział w tym projekcie – przyznała.*
> *Wicepremier uważa, że w transformacji energetycznej należy premiować postawę praca za pracę. – Na Śląsku w sektorze wydobywczym zatrudnionych jest 70 tysięcy osób, a każde z nich wiąże się z trzema kolejnymi miejscami pracy. Musimy tych ludzi przekwalifikować, bez tego nie uzyskamy akceptacji społecznej i zmiany, które proponujemy, będą oderwane od ludzi – powiedziała.*

Opracował Michał Perzyński”
źródło: https://biznesalert.pl/emilewicz-polska-ofiara-cele-transformacja-energetyczna-polityka-klimatyczn-energetyka/

Pytanie czy leci z nami pilot jest niewłaściwie postawione. Wiadomo że leci.
Lot nasz to „Germanwings 9525” a pilotem jest „28-letni Niemiec Andreas Lubitz”.

Jest więcej niż pewne, że nawet Stanisław Bareja nie wybrałby do kolejnej swojej komedii lepszego składu niż w tej Komisji do Spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych (ESK).

Stanowią go w zdecydowanej większości wybitni „elektrycy”, „energetycy” i „sieciowcy” wg klucza "**mój mąż z zawodu jest dyrektorem**".

Zawody posłów z Komisji do Spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych (ESK) - zachowane w kolejności jak wyżej w zestawieniu członków - przedstawiają się następująco:

- polityk - sekretarz stanu
- ekonomista
- parlamentarzysta
- parlamentarzysta
- ekonomista
- publicysta
- politolog
- historyk
- prawnik
- parlamentarzysta
- mgr inż. transportu
- ekonomista
- zawodowy działacz organizacji pozarządowej
- ekonomista
- inżynier górnik górnictwo podziemne
- parlamentarzysta
- politolog
- parlamentarzysta
- edukatorka
- parlamentarzysta
- inż. energetyk
- ekonomista
- poseł na sejm RP
- pedagog
- ekonomista
- parlamentarzysta
- rolnik
- notariusz
- adwokat
- inżynier elektryk
- kierownik do spraw marketingu
- parlamentarzysta
- menedżer

Skoro elektrycy i energetycy są w takiej mniejszości (9 %), to w świetle powyższego, parafrazując powiedzenie z filmu Barei, możemy rzec: "**mój mąż z zawodu jest parlamentarzystą**". To się nazywa przekroczyć próg śmieszności.

I to zdanie to jest najlepsze podsumowanie i zarazem odpowiedź dlaczego jest tak jak jest, w tej naszej Polsce.

W tym zawodzie „parlamentarzysty” jest odpowiedź na 43 problemy i pytania zawarte w pt. 21. Podsumowanie typu:

- dlaczego wariaci na szczeblu unijnym i państwowym redukują emisję dwutlenku węgla o 55%?
- dlaczego sponsorują elektrownie fotowoltaiczne 12 razy droższe od węglowych i do tego nic nie warte (buforowanie)?
- dlaczego kupują drogą energię z niemieckich wiatraków i fotowoltaiki ratując ich chybione pomysły?
- dlaczego chcą uzyskiwać energię elektryczną z klastrów* i spółdzielni energetycznych** (jakieś nowe Tworki)?
- dlaczego do roku 2035 zredukują moc cieplną polskich elektrowni z 39 285 [MW] do 3 163 [MW] i nikogo to nie obchodzi?
- dlaczego, dlaczego, dlaczego ... setki dlaczego.

Pokrótce opisałem te patologie dotykające Polskę i Polaków na tych 190 stronach tracąc (chyba) niepotrzebnie ponad 600 godzin pracy (4 miesiące) zamiast od razu zajrzeć na sejmową stronę Komisji i zapoznać się z życiorysami jej członków.

Widać, że w Polsce dalej schemat działania jest jak u bolszewików, gdzie to dla "Lenina" jedynym poważnym problemem była władza a tenże „Lenin” twierdził, że najważniejsze są kadry ... a kucharka może rządzić państwem, więc równie dobrze może rządzić polską energetyką nowy zawód „parlamentarzysta”. Taka kucharka na miarę naszych potrzeb (też Bareja).

Rządzić państwem mogła byle kucharka, jak przez pewien czas uważał ten rasowy morderca „Lenin”, jednak i on zauważył pewien problem, stwierdzając już w kilka miesięcy po rewolucji, że kucharka nie może równocześnie gotować i rządzić państwem, jak sobie wyobrażał jeszcze w sierpniu 1917 roku.

„Lenin” się zmitygował po kilku miesiącach – w Polsce ten stan trwa już ponad 30 lat. Do czego to doprowadzi? Pewnie znowu do upadku państwa i podporządkowaniu w tym wypadku Niemcom na co wskazują wszystkie fakty.

* - klaster energetyczny
** - spółdzielnia energetyczna
Te dwa słowa nowomowy „Zielonego Ładu" wymagają dodatkowego objaśnienia

Zacznijmy od barwnej definicji pani mgr Anny Wronka o renesansowym wykształceniu obejmującym:

IPI PAN Woodbury School of Business UVU
Master of Business Administration - MBAInnowacje i analiza danych
2018–2020

Politechnika Warszawska, Wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa
Doktor (Dr) Energetyka
2015–2020

Laureatka Debaty Oksfordzkiej podczas Power Academy 2015
Temat: Rozwój technologii magazynowania energii elektrycznej jako szansa na uniezależnienie się od energetyki konwencjonalnej.

SGH
podyplomowe PR
2011–2012

UW
Master's degree Ochrona Środowiska
2008–2010
Aktywność i stowarzyszenia: Międzywydziałowe Koło Kultury Tybetu

UW
Licentiate degree Geologia Inżynierska i Hydrogeologia
2005–2009
Aktywność i stowarzyszenia: Koło Młodych Geologów, Klub Aktywnego Czwartorzędowca GIGANT, Międzywydziałowe Koło Kultury Tybetu UW

źródło:
https://pl.linkedin.com/in/anna-wronka-75858858?challengeId=AQHu7ZxSu_VPcgAAAXbT0u_umPGPsW-a2bypTy-1d8fAj35QuZs7TrwaXs0AAZyY3qdHpiAWMiPhezHn7f4MP4Pk1tmsmiHaVA&submissionId=4147844e-ad69-5716-c744-b1464a5daa2b

Anna Wronka pracująca aktualnie w PSE SA, autorki rozprawy doktorskiej pt. „Analiza możliwości pełnienia wybranych usług systemowych przez mikrosystemy elektroenergetyczne" na Wydziale Mechanicznym Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej, w której jeden z dwóch recenzentów, dr hab. inż. Paweł Bućko, prof. PG, Katedra Elektroenergetyki, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Politechnika Gdańska **oceniając ją pozytywnie wyszczególnił 58! (pięćdziesiąt osiem) usterek** typu:

„4. Uwagi szczegółowe
Uwagi szczegółowe sformułowałem odnosząc się do odpowiednich miejsc w pracy.
1. s. 17 Angielskojęzyczne określenie „Merit order" jest niewłaściwie definicja 35 tłumaczone jako „krańcowe koszty produkcji". W objaśnieniu pojęcia jest mowa o „osobach o najniższych kosztach krańcowych". Stosowanie pojęcia „osoby" w tym kontekście nie jest właściwe.
4. s. 30 ostatni Doktorantka wskazuje na konieczność rozróżnienia akapit „bilansowania" i „równoważenia" w systemach energetycznych. W dalszej części wywodu przedstawia definicję „bilansowania" a następnie (na str. 31) przywołuje definicję „elastyczności". W konsekwencji pojęcie „równoważenia" nie zostało przez Autorkę objaśnione ani zdefiniowane.
5. s. 34 w. 6-7 Nie jest jasne co Autorka rozumie mówiąc o „dopuszczalnych dół proporcjach napięć i ciśnień sieci energetycznych" w kontekście pracy układów kogeneracyjnych w trybie „off-grid".
7. s. 49 w. 14 Mowa jest o „sterowanych ładunkach" jako elementach dół składowych wirtualnych elektrowni (VPP). Jakie urządzenia określane są przez Autorkę tym pojęciem?
8. s. 51 w. 6 Mowa o „zmniejszeniu zatorów" w kontekście sieci dół elektroenergetycznych. Sformułowanie jest niefortunne i wymaga objaśnienia.
9. s. 61 w. 4-5 Mowa o niestabilnych charakterze odbiorców w systemie dół elektroenergetycznym jako wyzwaniu przyszłościowych. Warto zwrócić uwagę, ze stochastycznych charakter zapotrzebowania jest zjawiskiem, z którym systemy elektroenergetyczne muszą sobie radzić od początków ich tworzenia.
10. s. 68 w. 7 Autorka stwierdza, że „...możliwe i uzasadnione jest tworzenie dół jedynie prognoz w krótkim (kilkuletnim) horyzoncie czasowym" w kontekście planowania przyszłościowej struktury wytwarzania w KSE (tzw. „miksu energetycznego"). Trudno się zgodzić z tym twierdzeniem biorąc pod uwagę typowe wieloletnie cykle inwestycyjne w elektroenergetyce.
12. s. 76 w. 10- Autorka przytacza z literatury tezę, że źródła wiatrowe 12 góra i fotowoltaiczne „nie mogą samodzielnie pełnić usług systemowych" (jest to możliwe dopiero przy współpracy z magazynem energii). W dalszej części pracy wskazywane są wybrane usługi, które mogą być realizowane przy pracy samodzielnej (np. tab. 7), co przeczy przytoczonemu stwierdzeniu.
19. s. 102 w. 3- Pisząc o regulacji mocy biernej i napięcia Autorka twierdzi, że 6 dół skutki techniczne i ekonomiczne niezbilansowania mocy biernej „nie stanowią poważniejszego problemu" w małych wydzielonych układach elektroenergetycznych. Bilans mocy biernej ma charakter lokalny i bezpośrednio wpływa na sytuację napięciową w pobliżu węzła. Dlatego regulację mocy biernej organizuje się jako lokalną, dotyczącą węzłów systemowych, a nie jako globalną. W małych wydzielonych układach elektroenergetycznych zaburzenia i konsekwencje niezbilansowania mocy biernej mają podobne konsekwencje jak w obszarach „dużych" systemów elektroenergetycznych.
20. s. 104 w. 2- Bezpośrednie wiązanie problemu odkształcenia napięcia 5 góra sieciowego (zawartości wyższych harmonicznych) z bilansem mocy biernej nie jest uzasadnione.

25. s. 130 w. 10 Autorka twierdzi, że wdrożenie systemów zarządzania energią góra może prowadzić do redukcji zużycia energii „nawet o 30%". W źródle, na które się powołuje, jest mowa o zmniejszeniu rachunków za energię (kosztów) o 30%. Redukcja kosztów zakupu energii nie jest tożsama z proporcjonalnym zmniejszeniem jej zużycia. Należy dodatkowo uwzględnić uwarunkowania lokalne (np. struktury opłat taryfowych) i proste przenoszenie wniosków nie jest uzasadnione.
30. s. 169tab. 54 W strukturze zainstalowanej mocy elektrycznej proponowanego klastra energii zdecydowanie dominują źródła fotowoltaiczne i wiatrowe. Jak to przełoży się na zdolność klastra do dostawy regulacyjnych usług systemowych?
31. s. 176 ostatni akapit Autorka definiuje zysk EBIDTA jako „zysk zwiększony o amortyzację" i twierdzi, że „jest on obliczany jako suma zysku operacyjnego i amortyzacji", natomiast ze wzoru 5.11 wynika, że jest on obliczany jako różnica przychodów i kosztów. Opis sposobu obliczania powinien odpowiadać zależnościom opisanym wzorami. We wzorze podano, że stosuje się sumowanie przychodów 1 kosztów - powinna być różnica. Wielokrotnie w pracy przytrafia się literówka: zamiast „EBIDTA" jest „EBITDA" (np. wiersz 7 od dołu).
32. s. 178 wzór 5.16 EBIT jest zapisany jako EBIDTA powiększona o amortyzację. Powinna być pomniejszona.
45. s. 210 w. 13 Podano wartość EBIT z dokładnością do pojedynczych groszy, dół Dokładność danych wprowadzonych do rachunku nie pozwala na osiągnięcie tak precyzyjnego wyniku. Podobnie kolejne wyniki są podawane z nadmierną dokładnością.
50. s. 226Przy wyznaczaniu progów rentowności przyjęto liniowe charakterystyki kosztów wytwarzania energii. W przypadku większości technologii wytwarzania energii elektrycznej charakterystyki kosztów wytwarzania wykazują silną nieliniowość. Jak Autorka szacuje wpływ uproszczenia polegającego na linearyzacji charakterystyk na dokładność uzyskiwanych wyników?
56. s. 242 w. 7 Sformułowanie „obecnie rynek techniczny w Polsce nie istnieje"
góra jest niefortunne w kontekście treści zawartych w rozprawie.”

Po czym recenzent, dr hab. inż. Paweł Bućko, prof. PG napisał:
*„Reasumując niniejszą recenzję stwierdzam, że rozprawa mgr Anny Wronki pt. „Analiza możliwości pełnienia wybranych usług systemowych przez mikrosystemy energetyczne" **spełnia w stopniu wystarczającym wymagania odnośnie do prac doktorskich** zawarte w Ustawie z dnia 14 marca 2003 r. o stopniach naukowych i tytule naukowym oraz o stopniach i tytule w zakresie sztuki”*

i dodał:
„Dlatego też wnoszę o dopuszczenie Autorki do publicznej obrony i kolejnych etapów postępowania o nadanie stopnia doktora w dziedzinie nauk technicznych w dyscyplinie naukowej energetyka, odpowiadającej dziedzinie nauk inżynieryjno-technicznych i dyscyplinie inżynieria środowiska, górnictwo i energetyka wg klasyfikacji określonej w Rozporządzeniu Ministra Nauki Szkolnictwa Wyższego z 2018 roku.”

Zwraca uwagę fakt, że ci wszyscy zaangażowanie w „Zielony Ład” mają tak bogate a zarazem tak dziwne wykształcenia, tak bardzo odbiegające od profilu elektrycznego.

W artykule „Klastry i spółdzielnie energetyczne w krajowym systemie elektroenergetycznym” wszechstronnie wykształconej mgr dr energetyki Anny Wronka z 58 usterkami w rozprawie doktorskiej, aktualnie pracownika PSE SA mamy wyjaśnienie co to są te sławetne klastry i spółdzielnie energetyczne:

*„Dnia 1 lipca 2016 r. weszła w życie systemowa nowelizacja ustawy o OZE, która zawiera zapis umożliwiający rozpoczęcie działalności w systemie elektroenergetycznym **dwóm nowym formom przedsiębiorczości, tzw. klastrom oraz spółdzielniom energetycznym**. Inicjatywy energetyczne jak **klastry czy spółdzielnie korzystnie wpływają na modyfikację współczynników efektywności energetycznej, przy jednoczesnym zwiększeniu poziomu akceptacji przemysłu OZE przez społeczności lokalne i ich aktywną partycypację**. Dla przykładu, w Niemczech ponad połowa instalacji OZE/klastrów znajduje się w rękach obywateli i zarządzana jest poprzez inicjatywy obywatelskie.”*
i dalej:
*„Doświadczenia państw europejskich, a szczególnie Niemiec, gdzie w ostatnich latach odnotowano dynamiczny rozwój spółdzielni energetycznych (rys. 5), wskazują, że powstawanie lokalnych systemów energetycznych może następować przy wykorzystaniu formy spółdzielni, które zgodnie z definicją cechuje wiele zalet ważnych z punktu widzenia udziału w nich prosumentów. **Do wspomnianych zalet zaliczyć można względną łatwość tworzenia spółdzielni** i pozyskiwania przez nie kapitału, **a także demokratyczną konstrukcję** i odporność na przejęcia przez podmioty zewnętrzne. W transformacji polskiej energetyki spółdzielnie mogłyby tworzyć wewnętrzne struktury wytwórców energii, dostawców paliw i technologii w ramach klastra, **a z drugiej strony odegrać ważną rolę w przeobrażaniu się miast w myśl założeń dotyczących projektów Smart City, a więc podejmujących inwestycje w infrastrukturę komunikacyjną w celu aktywnego promowania zrównoważonego rozwoju gospodarczego** i wysokiej jakości życia, w tym mądrego gospodarowania zasobami naturalnymi, przez partycypację obywatelską.”*

i dalej:
*„Kolejną wprowadzoną przez nowelizację ustawy OZE do prawa energetycznego **formą działalności są klastry energii, stanowiące porozumienie cywilnoprawne.** Celem porozumienia mającego na celu utworzenie klastra energii musi być wytwarzanie i równoważenie zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z OZE lub z innych źródeł lub paliw w ramach sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV. **Klastry mają zrzeszyć odbiorców energii oraz jej wytwórców na danym obszarze. Takie rozwiązanie ma ułatwić przepływ energii oraz sprawić, że dany teren będzie samowystarczalny energetycznie.** W skład tego porozumienia mogą wchodzić: osoby fizyczne, jednostki nieposiadające osobowości prawnej, osoby prawne, jednostki badawczo-rozwojowe, jednostki naukowe. **Podobnie jak w przypadku spółdzielni energetycznych celem ww. porozumienia jest równoważenie zapotrzebowania na energię i jej nośniki członków porozumienia**. **Klaster energii reprezentuje koordynator klastra, który musi posiadać odpowiednią koncesję na sprzedaż i dystrybucję energii**.”*

i najważniejsze:
„Treści opisane w tym artykule były w dniach 25–27 kwietnia referowane podczas konferencji REE 2017 w Kazimierzu Dolnym.”
Każdy by tak chciał zabawić dwa dni „w Kazimierzu Dolnym ...” i to za państwowe pieniądze.

Z kolei Paweł CICHOSZ i Piotr WIĄCEK - w tymże Kazimierzu Dolnym - na XXIII Konferencja Naukowo-Techniczna Rynek Energii Elektrycznej 2017, 25-27 kwietnia 2017 popełnili prezentację w PowerPoint pt. „Zmiany w energetyce i wokół niej", i trochę bardziej przytomnie odpowiadają na to pytanie o klaster i spółdzielnię energetyczną, cyt.:

„Co to jest klaster energii?

Klaster energii - cywilnoprawne porozumienie, w skład którego mogą wchodzić osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki naukowe, instytuty badawcze lub jednostki samorządu terytorialnego, dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii lub z innych źródeł lub paliw, w ramach sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, na obszarze działania tego klastra nieprzekraczającym granic jednego powiatu w rozumieniu ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie powiatowym (Dz.U. z 2016 r. póz. 814) lub 5 gmin w rozumieniu ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz.U. z 2016 r. póz. 446); klaster energii reprezentuje koordynator, którym jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii, zwany dalej "koordynatorem klastra energii".
Co to jest klaster energii?
Zgodnie z art. 38a ustawy o OZE:
l. Wykonywanie działalności gospodarczej, o której mowa w art. 32 ust. l ustawy - Prawo energetyczne, w ramach klastra energii jest realizowane w ramach koncesji wydanej dla koordynatora klastra energii lub w ramach wpisu koordynatora klastra energii do rejestru, o którym mowa w art. 7 lub art. 23 lub art. 34.
2.Do koordynatora klastra energii stosuje się przepis art. 9d ustawy -Prawo energetyczne w zakresie dotyczącym przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo w rozumieniu przepisów prawa energetycznego.
3.Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z którym zamierza współpracować klaster energii, jest obowiązany do zawarcia z koordynatorem klastra energii umowy o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w art. 5 ustawy - Prawo energetyczne.
4.Obszar działania klastra energii ustala się na podstawie miejsc przyłączenia wytwórców i odbiorców energii będących członkami tego klastra.
*5.**Działalność klastra energii nie może obejmować połączeń z sąsiednimi krajami**.*
Dylematy legislacyjne?
Prace Sejmowej Komisji do spraw Energii i Skarbu Państwa:
- *Przewodniczący Komisji do spraw Energii i Skarbu Państwa - p. poseł Marek Suski na posiedzeniu na posiedzeniu Komisji w dniu 24 maja 2016r.: Jak rozumiem intencje ustawy, to stworzenie klastrów umożliwi połączenie różnej wielkości podmiotów w jedną całość, która będzie mogła funkcjonować na tych specjalnych zasadach.*
- *W dniu 31.05.2016r. cele klastra przedstawił Dyrektor Departamentu Energii Odnawialnej w Ministerstwie Energii, Pan Andrzej Kaźmierski: Zadaniem klastra jest wytwarzanie i równoważenie zapotrzebowania w ramach sieci dystrybucyjnej na obszarze jego działania, nieprzekraczającym granic jednego powiatu. W sensie definicyjnym jest to całkowicie kompletne.*
- *Na posiedzeniu Komisji w dniu 07.06.2016r. Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Energii, Pan Andrzej Piotrowski, powiedział: Przypominam, zarówno w klastrach, jak i spółdzielniach chodzi o stworzenie pewnego rodzaju lokalnego zbilansowania mocy. To wcale nie jest proste, bo zbilansowanie powinno dotyczyć wszystkich sezonów i objętego przez dane przedsięwzięcie obszaru działania.*

Rola koordynatora klastra energii
*1.Zgodnie z art. 2 pkt 15a) ustawy o OZE: **klaster energii reprezentuje koordynator**, którym jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii, zwany dalej "koordynatorem klastra energii".*
2. Jaka forma koordynatora klastra?
Klaster energii, a OSD
*1.Kluczowe zapisy art. 38a ust. 3 ustawy o OZE: **Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z którym zamierza współpracować klaster energii**, jest obowiązany do zawarcia z koordynatorem klastra energii umowy o świadczenie usług dystrybucji o której mowa w art. 5 ustawy - Prawo energetyczne.*
2.Zapisy takiej umowy winny określać obowiązki OSD oraz koordynatora klastra energii, a także jego poszczególnych członków, którzy mogą przecież należeć do zupełnie różnych kategorii uczestników rynku energii (wytwórcy, sprzedawcy czy też po prostu odbiorcy).
3.Ustawodawca nie zmienił katalogu obligatoryjnych elementów umowy dystrybucyjnej w celu dostosowania jej do umowy z koordynatorem klastra energii.
*4.**Możliwe problemy wymagające rozwiązania w umowie dystrybucyjnej**:*
- *oznaczenie strony umowy,*
- *oznaczenie miejsc dostarczania energii, tj. miejsc przyłączenia wytwórców i odbiorców (art. 38a ust. 4 ustawy o OZE),*
- *sposób rozliczeń za usługi dystrybucji - agregacja danych ze wszystkich miejsc dostarczania energii znajdujących się w klastrze energii?*

Pytania recenzenta
1. W ramach trwającej dyskusji w Polsce są formułowane cztery potencjalne scenariusze rozwoju lokalnych klastrów energii (np. Pęcherz Ev Szlęzak Rv Klastry energii - nowa szansa dla rynku OZE?, Energetyka Wodna, 3/2016) w postaci modelu spółdzielczego, modelu komunalnego, modelu spółek prawa handlowego i modelu konsorcjalnego. Czy w tym kontekście Autorom znane są jakieś pilotażowe inicjatywy, które preferowałyby któryś z wymienionych scenariuszy?
2. Ciekawym uzupełnieniem artykułu mogą być uwagi Autorów o ich wizji technicznej realizacji klastra energii w postaci np. mikrosieci z możliwością bilansowania lokalnego czy pracy wyspowej.”

Przypomnijmy co Ministerstwo Energii, zapisało w swoim projekcie „***Polityka energetyczna Polski do 2040 r. – projekt w. 2.1 – 08.11.2019***”, Warszawa 2019:

*„Przyrastać będzie także liczba prosumentów energii odnawialnej oraz **rozwijać się będą klastry energii i spółdzielnie energetyczne**. Indywidualnemu wykorzystaniu OZE powinien **towarzyszyć magazyn energii**, tak aby prosument zminimalizował pobór i oddawanie nadwyżek wytworzonej energii do sieci, a w klastrach bilansowanie ułatwi powiązanie różnych technologii. Mechanizmy wsparcia OZE będą w uprzywilejowanej pozycji stawiać rozwiązania zapewniające maksymalną dyspozycyjność, z relatywnie najniższym kosztem wytworzenia energii oraz zaspokajające lokalne potrzeby energetyczne*.”

Sformułowanie „*klastry energii i spółdzielnie energetyczne*” po prostu powala. Nie mówiąc o „magazynach energii”.

Tak wygląda nowo-mowa w energetyce absolwentów Akademii 1-szo Majowych”. Jest to dialektyka w czystej postaci czyli bełkot.